

## U S T A W A

z dnia

### **o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<sup>1)</sup>**

**Art. 1.** W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60 i 730) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2:

a) w pkt 2 po wyrazach „oczyszczalni ścieków” dodaje się wyrazy „,w tym zakładowych oczyszczalni ścieków”,

b) w pkt 12 wyrazy „spadku śródładowych wód powierzchniowych” zastępuje się wyrazami „mechaniczną wód”,

c) pkt 27a otrzymuje brzmienie:

„27a) prosument energii odnawialnej – odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649 i 730);”,

d) pkt 33a otrzymuje brzmienie:

„33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2018 r. poz. 1285 oraz z 2019 r. poz. 730, 1080 i 1100) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. z 2018 r. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej

---

<sup>1)</sup> Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz ustawę z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.

obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej;”;

2) po art. 2 dodaje się art. 2a w brzmieniu:

„Art. 2a. Ilekroć w ustawie jest mowa o cenie zakupu energii elektrycznej, stałej cenie zakupu, cenie skorygowanej, cenie wynikającej z oferty lub cenie referencyjnej należy przez to rozumieć taką cenę niezawierającą kwoty podatku od towarów i usług.”;

3) w art. 4:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

- 1) większej niż 10 kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,7;
- 2) nie większej niż 10 kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,8.”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej przez prosumenta energii odnawialnej po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji.”,

c) ust. 3–8 otrzymują brzmienie:

„3. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej przez prosumenta energii odnawialnej na podstawie danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2a.

4. Od ilości rozliczonej energii elektrycznej w sposób, o którym mowa w ust. 1, prosument energii odnawialnej nie uiszcza:

- 1) na rzecz sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, opłat z tytułu jej rozliczenia;
- 2) opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez prosumenta energii odnawialnej; opłaty te są

uiszczane przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączona jest mikroinstalacja.

5. Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej nie wcześniej niż na 12 miesięcy przed datą wprowadzenia energii do sieci. Jako datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przyjmuje się ostatni dzień danego miesiąca kalendarzowego, w którym ta energia została wprowadzona do sieci, z zastrzeżeniem, że niewykorzystana energia elektryczna w danym okresie rozliczeniowym przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na kolejne 12 miesięcy od daty wprowadzenia tej energii do sieci.

6. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, informuje prosumenta energii odnawialnej o ilości rozliczonej energii, o której mowa w ust. 1, zgodnie z okresami rozliczeniowymi przyjętymi w umowie kompleksowej.

7. W zakresie nieuregulowanym ustawą do rozliczenia, o którym mowa w ust. 1, w przypadku prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz.U. z 2019 r. poz. 1145) stosuje się przepisy o ochronie praw odbiorcy końcowego oraz przepisy dotyczące ochrony konsumenta.

8. Wytwarzanie i wprowadzanie do sieci energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, przez prosumenta energii odnawialnej niebędącego przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. poz. 646, 1479, 1629, 1633 i 2212), zwaną dalej „ustawą – Prawo przedsiębiorców”, nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu tej ustawy.”,

d) ust. 10 i 11 otrzymują brzmienie:

„10. Pobrana energia podlegająca rozliczeniu, o którym mowa w ust. 1, jest zużyciem energii wyprodukowanej przez danego prosumenta energii odnawialnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2019 r. poz. 864 i 1123).

11. Nadwyżką ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta energii odnawialnej do sieci wobec ilości energii pobranej przez niego z tej sieci dysponuje sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, w celu pokrycia kosztów rozliczenia, w tym opłat, o których mowa w ust. 4.”,

e) dodaje się ust. 13 i 14 w brzmieniu:

„13. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych są obowiązani niezwłocznie zawrzeć z wybranym przez prosumenta energii odnawialnej sprzedawcą, o którym mowa w ust. 1, umowę o świadczenie usług dystrybucji lub dokonują zmiany zawartych umów w celu umożliwienia dokonywania przez tego sprzedawcę rozliczeń zgodnie z ust. 1 pkt 1, w terminie 21 dni od dnia złożenia wniosku o zawarcie takiej umowy przez wybranego sprzedawcę.

14. Minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) szczegółowy zakres oraz sposób dokonywania rejestracji oraz bilansowania danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2a,
- 2) szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, o których mowa w ust. 3, z uwzględnieniem rodzaju taryfy stosowanej przez prosumenta energii odnawialnej,
- 3) szczegółowy zakres oraz sposób udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2a, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a prosumentami energii odnawialnej – mając na uwadze potrzebę ujednoczenia sposobu dokonywania rozliczeń prosumentów energii odnawialnej oraz ochronę ich interesów, a także bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.”;

4) w art. 5 w ust. 1 pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:

- „1) prosumentem energii odnawialnej,
- 2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców niebędącego prosumentem energii odnawialnej”;

5) w art. 6a w ust. 1 w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie:

- „a) łącznej ilości energii elektrycznej, o której mowa w art. 4 ust. 1, wprowadzonej przez prosumenta energii odnawialnej do sieci.”;

6) art. 18a otrzymuje brzmienie:

„Art. 18a. Przepisy art. 4 i art. 5 stosuje się do prosumentów energii odnawialnej wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego.”;

7) w art. 22 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, do których sieci została przyłączona instalacja, o której

mowa w art. 20 ust. 1, przekazują Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdania kwartalne zawierające informacje dotyczące odpowiednio:

- 1) ilości energii elektrycznej z biogazu rolniczego wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej należącej do operatora tej sieci przez poszczególnych wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji,
- 2) ilości biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej należącej do operatora tej sieci przez poszczególnych wytwórców biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego,
- 3) wykazu wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji albo wytwórców biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego

– w terminie 30 dni od dnia zakończenia kwartału.”;

- 8) art. 22a otrzymuje brzmienie:

„Art. 22a. Przepisów art. 20–22 nie stosuje się do prosumentów energii odnawialnej wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego.”;

- 9) w art. 24 uchyla się ust. 3;

- 10) w art. 31:

a) w ust. 3 wyrazy „dnia wydania decyzji” zastępuje się wyrazami „dnia wykreślenia wpisu”,

- b) dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. W przypadku wydania decyzji, o której mowa w art. 30 ust. 1, instalacja odnawialnego źródła energii służąca do wykonywania działalności gospodarczej objętej decyzją, może ponownie służyć wykonywaniu działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania decyzji.”;

- 11) w art. 38c dodaje się ust. 3–14 w brzmieniu:

„3. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje ze spółdzielnią energetyczną rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię energetyczną i jej członków w stosunku ilościowym 1 do 0,6.

4. Rozliczenia ilości energii, o którym mowa w ust. 3, dokonuje się na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

elektroenergetycznej wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej.

5. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z jego sieci dystrybucyjnej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych instalacji.

6. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje ze spółdzielnią energetyczną rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej na podstawie danych pomiarowych, o których mowa w ust. 5.

7. Od ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, spółdzielnia energetyczna nie uiszcza:

- 1) na rzecz sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, opłat z tytułu jej rozliczenia;
- 2) opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej; opłaty te są uiszczane przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączone są instalacje odnawialnego źródła energii i instalacje wszystkich odbiorców spółdzielni energetycznej.

8. Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej nie wcześniej niż na 12 miesięcy przed datą wprowadzenia tej energii do sieci. Jako datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przyjmuje się ostatni dzień danego miesiąca kalendarzowego, w którym ta energia została wprowadzona do sieci, z zastrzeżeniem, że niewykorzystana energia elektryczna w danym okresie rozliczeniowym przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na kolejne 12 miesięcy od daty wprowadzenia tej energii do sieci.

9. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, informuje spółdzielnię energetyczną o ilości rozliczonej energii, o której mowa w ust. 3, zgodnie z okresami rozliczeniowymi przyjętymi w umowie kompleksowej oraz przesyła spółdzielni

energetycznej szczegółowe zestawienie ilości rozliczonej energii z podziałem na poszczególnych jej członków.

10. Wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji przez podmiot będący członkiem spółdzielni energetycznej i niebędący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców, a następnie wprowadzanie tej energii do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, która podlega rozliczeniu, o którym mowa w ust. 3, nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców.

11. Nadwyżką ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej dysponuje sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, w celu pokrycia kosztów rozliczenia, w tym opłat, o których mowa w ust. 7.

12. Nadwyżka ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 11, nie stanowi przychodu w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.

13. W odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej, a następnie zużytej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3:

- 1) nie nalicza się i nie pobiera:
  - a) opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1,
  - b) opłaty mocowej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 oraz z 2019 r. poz. 42),
  - c) opłaty kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2019 r. poz. 42 i 412);
- 2) nie stosuje się obowiązku, o którym mowa w:
  - a) art. 52 ust. 1,
  - b) art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 545 i 1030);
- 3) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego, pod

warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii spółdzielni energetycznej nie przekracza 1 MW.

14. Minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw rozwoju wsi określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) szczegółowy zakres oraz sposób dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w ust. 5,
- 2) szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń, o których mowa w ust. 6, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków,
- 3) szczegółowy zakres oraz sposób udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w ust. 5, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a spółdzielnią energetyczną,
- 4) szczegółowy podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej – mając na uwadze potrzebę ujednoczenia sposobu dokonywania rozliczeń oraz ochronę ich interesów, a także bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.”;

12) art. 38d i art. 38e otrzymują brzmienie:

„Art. 38d. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym zamierza współpracować spółdzielnia energetyczna, jest obowiązany niezwłocznie:

- 1) zawrzeć ze spółdzielnią energetyczną umowę o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, która w szczególności określi zasady:
  - a) świadczenia usług dystrybucji na rzecz spółdzielni energetycznej i jej członków,
  - b) wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych;
- 2) zawrzeć z wybranym przez spółdzielnię energetyczną sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, umowę o świadczenie usług dystrybucji lub dokonać zmiany zawartej umowy w celu umożliwienia dokonywania przez tego sprzedawcę rozliczeń ze spółdzielnią energetyczną, w terminie 21 dni od dnia złożenia wniosku o zawarcie lub zmianę takiej umowy przez wybranego sprzedawcę



Art. 38e. 1. Spółdzielnia energetyczna spełnia łącznie następujące warunki:

- 1) prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą;
- 2) liczba jej członków jest mniejsza niż 1000;
- 3) w przypadku gdy przedmiotem jej działalności jest wytwarzanie:
  - a) energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii:
    - umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków,
    - nie przekracza 10 MW,
  - b) ciepła, łączna moc osiągalna cieplna nie przekracza 30 MW,
  - c) biogazu, roczna wydajność wszystkich instalacji nie przekracza 40 mln m<sup>3</sup>.

2. Na potrzeby bilansowania handlowego, o którym mowa w art. 3 pkt 40 ustawy – Prawo energetyczne, wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej uznaje się za odbiorcę.

3. Wystąpienie ze spółdzielni energetycznej na skutek wypowiedzenia może nastąpić nie wcześniej niż z końcem danego okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 38c ust. 8.”;

- 13) po art. 38e dodaje się art. 38f–38o w brzmieniu:

„Art. 38f. 1. Przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej może być wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła, lub biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii stanowiących własność spółdzielni energetycznej lub jej członków.

2. Spółdzielnia energetyczna może podjąć działalność po zamieszczeniu jej danych w wykazie spółdzielni energetycznych.

3. Wykaz spółdzielni energetycznych prowadzi Dyrektor Generalny KOWR.

Art. 38g. 1. Dyrektor Generalny KOWR zamieszcza dane spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych na wniosek spółdzielni.

2. Wniosek o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych zawiera:

- 1) nazwę i adres siedziby spółdzielni;
- 2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym oraz numer identyfikacji podatkowej (NIP);

3) określenie:

- a) obszaru i przedmiotu prowadzonej działalności,
- b) liczby członków spółdzielni,
- c) rocznego zapotrzebowania na poszczególne rodzaje energii będące przedmiotem działalności,
- d) liczby, rodzajów i lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii,
- e) mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy zainstalowanej cieplnej, lub rocznej wydajności produkcji biogazu poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii.

3. Do wniosku o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych spółdzielnia energetyczna dołącza:

1) oświadczenie następującej treści:

„Zarząd spółdzielni oświadcza, że:

- 1) dane zawarte we wniosku o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą;
  - 2) znane są Zarządowi spółdzielni i spółdzielnia spełnia warunki, o których mowa w art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.);
  - 3) zobowiązuje się do wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania energii wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków.”;
- 2) statut spółdzielni, o którym mowa w przepisach ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników.

4. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 3, powinno również zawierać:

- 1) nazwę spółdzielni energetycznej i adres jej siedziby;
- 2) oznaczenie miejsca i datę złożenia oświadczenia;
- 3) podpisy osób upoważnionych do reprezentowania spółdzielni.

5. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 3, składa się pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań. Składający oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli o następującej treści: „Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

6. W przypadku gdy wniosek nie zawiera danych, o których mowa w ust. 2, lub do wniosku nie dołączono oświadczenia lub statutu spółdzielni, Dyrektor Generalny KOWR niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie 7 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że nieuzupełnienie wniosku spowoduje jego pozostawienie bez rozpoznania.

7. Przepis ust. 2 i 3 stosuje się odpowiednio do wniosku o zmianę danych zamieszczonych w wykazie spółdzielni energetycznych.

Art. 38h. 1. Zamieszczeniu w wykazie spółdzielni energetycznych podlegają dane, o których mowa w art. 38g ust. 2 pkt 1, 2 oraz pkt 3 lit. a, b, d i e.

2. Wykaz spółdzielni energetycznych może być prowadzony w systemie informatycznym.

3. Wykaz spółdzielni energetycznych jest jawny.

Art. 38i. Spółdzielnia energetyczna zamieszczona w wykazie spółdzielni energetycznych jest obowiązana informować Dyrektora Generalnego KOWR o każdej zmianie danych, o których mowa w art. 38g ust. 2, a w szczególności o zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności, w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych albo od dnia zakończenia lub zawieszenia wykonywania tej działalności, pod rygorem wykreślenia z wykazu spółdzielni energetycznych.

Art. 38j. 1. Dyrektor Generalny KOWR niezwłocznie wydaje zaświadczenie o zamieszczeniu danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych.

2. Zaświadczenie o zamieszczeniu spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych zawiera dane, o których mowa w art. 38g ust. 2.

Art. 38k. Dyrektor Generalny KOWR, w drodze decyzji administracyjnej, odmawia zamieszczenia spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych, w przypadku gdy spółdzielnia nie spełnia warunków, o których mowa w art. 38e.

Art. 38l. 1. Dyrektor Generalny KOWR, w drodze decyzji administracyjnej, wykreśla dane spółdzielni energetycznej z wykazu spółdzielni energetycznych:

- 1) w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna przestała spełniać którykolwiek z warunków, o których mowa w art. 38e, lub złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3, niezgodne ze stanem faktycznym;
- 2) na wniosek spółdzielni energetycznej.

2. Spółdzielnia energetyczna, którą wykreślono z wykazu spółdzielni energetycznych z powodu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, na danym obszarze może

ubiegać się o ponowne zamieszczenie w tym wykazie nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wykreślenia wpisu.

Art. 38m. Spółdzielnia energetyczna jest obowiązana do:

- 1) prowadzenia dokumentacji dotyczącej ilości energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła wytworzonej oraz zużytej przez członków spółdzielni energetycznej;
- 2) przekazywania Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdań rocznych, zawierających informacje, o których mowa w pkt 1, w ujęciu miesięcznym, w terminie 60 dni od zakończenia roku kalendarzowego.

Art. 38n. 1. Dyrektor Generalny KOWR jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli związanej z przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej.

2. Do czynności związanych z kontrolą, o której mowa w ust. 1, przepis art. 33 stosuje się odpowiednio.

Art. 38o. W zakresie nieuregulowanym w ustawie stosuje się przepisy ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników.”;

- 14) w art. 39 w ust. 4 w objaśnieniu symbolu „PI<sub>i</sub>” po wyrazach „o której mowa w ust. 1,” dodaje się wyrazy „udzielonej od dnia 1 października 2005 r.”;
- 15) w art. 39a:
  - a) w ust. 4 w objaśnieniu symbolu „PI<sub>i</sub>” po wyrazach „o której mowa w ust. 1,” dodaje się wyrazy „udzielonej od dnia 1 października 2005 r.”,
  - b) w ust. 5 w objaśnieniu symbolu „I” po wyrazach „o której mowa w art. 70b ust. 1,” dodaje się wyrazy „powiększoną o ilość energii planowaną do wytworzenia w okresie od planowanej daty uzyskania przez wytwórcę zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8, do daty rozpoczęcia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej określonej przez wytwórcę w deklaracji,”;
- 16) w art. 40:
  - a) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

„1a. Sprzedawca zobowiązany ma obowiązek dokonać rozliczenia, o którym mowa w art. 4 ust. 1 oraz w art. 38c ust. 3, chyba że rozliczenia dokonuje sprzedawca wybrany przez prosumenta energii odnawialnej lub spółdzielnię energetyczną, na podstawie umowy kompleksowej.”,

- b) po ust. 1a dodaje się ust. 1aa w brzmieniu:
    - „1aa. Sprzedawcą wybranym, o którym mowa w ust. 1a, może być także sprzedawca zobowiązany.”,
  - c) ust. 1b otrzymuje brzmienie:
    - „1b. Obowiązek rozliczenia, o którym mowa w:
      - 1) art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii i trwa przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2039 r.;
      - 2) art. 38c ust. 3, powstaje od dnia zamieszczenia przez Dyrektora Generalnego KOWR danych spółdzielni energetycznej w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2, i trwa przez okres znajdowania się danych spółdzielni w tym wykazie.”,
  - d) ust. 1d otrzymuje brzmienie:
    - „1d. W zakresie nieuregulowanym ustawą do umów, o których mowa odpowiednio w ust. 1 lub w art. 41 ust. 19, w przypadku prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem w rozumieniu ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, stosuje się przepisy o ochronie praw odbiorcy końcowego oraz przepisy dotyczące ochrony konsumenta.”;
- 17) w art. 41:
- a) w ust. 1:
    - pkt 1 otrzymuje brzmienie:
      - „1) niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórcę, innego niż prosument energii odnawialnej będącego przedsiębiorcą, niekorzystającego z rozliczenia zgodnie z art. 4 ust. 1, w mikroinstalacji z odnawialnych źródeł energii, w tym przechowywanej w magazynie energii, lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 19 ust. 1 pkt 1;”,
    - w pkt 2 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
      - „energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przez wytwórcę będącego przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców niekorzystającego z rozliczenia zgodnie z art. 4 ust. 1;”,

- pkt 3 otrzymuje brzmienie:
  - „3) energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przez wytwórcę będącego przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców niekorzystającego z rozliczenia zgodnie z art. 4 ust. 1, pod warunkiem że energia elektryczna została wytworzona w tej mikroinstalacji po raz pierwszy po dniu wejścia w życie rozdziału 4.”,
- b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:
  - „1a. Sprzedawca zobowiązany ma obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, chyba że zakupu dokonuje sprzedawca wybrany przez podmiot wskazany w ust. 1.
  - 1b. Sprzedawcą wybranym, o którym mowa w ust. 1a, może być także sprzedawca zobowiązany pod warunkiem, że będzie dokonywał zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w ust. 3–9.”,
- c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:
  - „2. Warunkiem dokonania zakupu energii elektrycznej, o której mowa odpowiednio w ust. 1 albo 1a, przez danego sprzedawcę, jest wprowadzenie tej energii do sieci dystrybucyjnej.”,
- d) w ust. 7 w pkt 1 wyrazy „40 kW” zastępuje się wyrazami „50 kW”,
- e) ust. 19 otrzymuje brzmienie:
  - „19. Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dotyczących wprowadzanej do sieci energii wytworzonej w mikroinstalacji przez wytwórcę, innego niż prosument energii odnawialnej, a przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej, odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne.”,
- f) po ust. 19 dodaje się ust. 19a w brzmieniu:
  - „19a. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych są obowiązani niezwłocznie zawrzeć z wybranym sprzedawcą, o którym mowa w ust. 1a, umowę o świadczenie usług dystrybucji lub dokonują zmiany zawartych umów w celu umożliwienia realizacji przez tego sprzedawcę zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1a, w terminie 21 dni od dnia złożenia wniosku o zawarcie takiej umowy przez wybranego sprzedawcę.”;

- 18) w art. 42 w ust. 3 wyrazy „31 grudnia 2035 r.” zastępuje się wyrazami „30 czerwca 2039 r.”;
- 19) w art. 60 wyrazy „kolejne lata” zastępuje się wyrazami „kolejny rok lub lata”;
- 20) w art. 60a:
- a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
- „2a. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy w zakresie, w jakim biomasa ta stanowi odpady lub pozostałości pochodzenia biologicznego z leśnictwa i związanych z leśnictwem działów przemysłu, spalanej w miejscu powstania tych odpadów lub pozostałości, dla:
- 1) instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW,
  - 2) dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW
- wynosi 0%.”,
- b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
- „3. Minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 maja danego roku, wielkość udziału, o którym mowa w ust. 2, na kolejny rok kalendarzowy, niższą niż określona w tym przepisie, biorąc pod uwagę rodzaj podmiotu zobowiązanego, ilość wytwarzanej energii elektrycznej w instalacjach, zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych oraz dotychczasową wielkość udziału energii elektrycznej i paliw pozyskiwanych z odnawialnych źródeł energii w ogólnej ilości energii i paliw zużywanych w energetyce oraz transporcie.”;
- 21) w art. 69a:
- a) w pkt 4 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyraz „albo”,
- b) dodaje się pkt 5 i 6 w brzmieniu:
- „5) rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1, albo
- 6) rozliczeń, o których mowa w art. 38c ust. 3.”;
- 22) w art. 70a:
- a) w ust. 1:
- w pkt 5 po wyrazie „hydroenergię” dodaje się wyraz „, albo”,

- dodaje się pkt 6 w brzmieniu:
    - „6) biomasę”,
  - w części wspólnej wyrazy „innemu podmiotowi” zastępuje się wyrazami „wybranemu podmiotowi”,
- b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:
- „2. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym:
- 1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 2,5 MW wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii wyłącznie:
    - a) biogaz rolniczy albo
    - b) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
    - c) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
    - d) biogaz inny niż określony w lit. a–c,
  - 2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii wyłącznie hydroenergię albo biomasę
- może dokonać sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna, wybranemu podmiotowi. Przepis art. 70e stosuje się odpowiednio, z uwzględnieniem art. 70c ust. 6 pkt 1 i art. 70d.”,
- c) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
- „2a. Wybrany podmiotem, o którym mowa w ust. 1 i 2, może być także sprzedawca zobowiązany pod warunkiem, że dokonuje zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1–5.”,
- d) ust. 4 otrzymuje brzmienie:
- „4. Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się do przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a, b, c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz.



UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.<sup>2)</sup>), z wyłączeniem wytwórców w instalacjach, o których mowa w art. 70f ust. 2.”;

23) w art. 70b:

a) w ust. 3:

- w pkt 6 w treści oświadczenia lit. a otrzymuje brzmienie:
  - „a) do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będą wykorzystywane:
    - drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboże pełnowartościowe w przypadku:
      - instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy,
      - instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,
      - instalacji spalania wielopaliwowego, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz, o którym mowa w art. 70a ust. 2 pkt 1 lit. b–d, lub biogaz rolniczy,
    - paliwa kopalne lub paliwa powstałe z ich przetworzenia w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,
    - biomasa zanieczyszczona w celu zwiększenia jej wartości opałowej – w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego,

---

<sup>2)</sup> Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 329 z 15.12.2015, str. 28, Dz. Urz. UE L 149 z 07.06.2016, str. 10, Dz. Urz. UE L 156 z 20.06.2017, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 236 z 14.09.2017, str. 28.

- wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy,
- substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,”
  - w pkt 7 wyrazy „czy innemu podmiotowi” zastępuje się wyrazami „albo wybranemu podmiotowi”,
- b) w ust. 4 w pkt 1 w lit. a po wyrazie „energii” dodaje się wyrazy „, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego”,
- c) w ust. 9 w pkt 2 skreśla się wyrazy „, innemu niż sprzedawca zobowiązany”,
- d) w ust. 10 pkt 2 otrzymuje brzmienie:
- „2) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 2; w takim przypadku do zmienionej deklaracji wytwórca załącza dokumenty, o których mowa w ust. 4, o ile dane w nich zawarte uległy zmianie.”,
- e) uchyla się ust. 12,
- f) po ust. 12 dodaje się ust. 12a w brzmieniu:
- „12a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w ust. 4 pkt 1 lit. d lub pkt 2 lit. a, zabezpieczenie ustanowione zgodnie z ust. 6, podlega przypadkowi na rzecz Prezesa URE, przy zachowaniu praw i obowiązków, o których mowa w art. 70f ust. 1.”,
- g) dodaje się ust. 18 w brzmieniu:
- „18. W przypadku wytwórców, którzy otrzymali zaświadczenie zgodnie z ust. 8, przepis art. 81 ust. 9 stosuje się odpowiednio.”;
- 24) w art. 70c:
- a) w ust. 2 wyrazy „po cenie zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7, w okresie wskazanym w zaświadczeniu, o którym mowa w art. 70b ust. 8.” zastępuje się wyrazami „po stałej cenie zakupu.”,
  - b) w ust. 6 w pkt 1 wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany” zastępuje się wyrazami „na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1–5”;

25) w art. 70e ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Stała cena zakupu wynosi odpowiednio :

- 1) 95% ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1,
- 2) 90% ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2

– przy czym obliczana jest zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7.

2. Sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70a ust. 1 i 2, lub prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.”;

26) w art. 70f w ust. 1 wyrazy „31 grudnia 2035 r.” zastępuje się wyrazami „30 czerwca 2039 r.”;

27) art. 72a:

a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Wytwórca zamierzający przystąpić do aukcji dla wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, planujący wytworzyć po raz pierwszy energię elektryczną w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja lub instalacja, o której mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, przed dniem zamknięcia aukcji lecz nie później niż do dnia 31 grudnia 2020 r., nie traci prawa do uczestnictwa w aukcjach, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, w przypadku gdy sprzedaż będzie obejmowała całą ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, w okresie poprzedzającym aukcję, a wartość sprzedanej energii elektrycznej nie przekroczy wartości tej energii ustalonej na podstawie średniej dziennej ceny, o której mowa w art. 93 ust. 1 pkt 3, niezawierających kwot podatku od towarów i usług, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, obliczanej i publikowanej przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, zgodnie z przyjętymi przez ten podmiot zasadami.

2. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, składa do Prezesa URE pisemne oświadczenie, że cała ilość energii

elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji będzie sprzedawana, a wartość sprzedanej energii nie przekroczy wartości określonej zgodnie z ust. 1.”,

b) w ust. 7 wyrazy „31 grudnia 2035 r.” zastępuje się wyrazami „30 czerwca 2039 r.”;

28) w art. 74 w ust. 1:

a) we wprowadzeniu do wyliczenia wyrazy „w okresie 36 miesięcy” zastępuje się wyrazami „w okresie 42 miesięcy”,

b) w pkt 1 wyrazy „18 miesięcy” zastępuje się wyrazami „24 miesięcy”,

c) w pkt 2 wyrazy „24 miesięcy” zastępuje się wyrazami „33 miesięcy”;

29) w art. 75:

a) w ust. 5 uchyla się pkt 3 i 4,

b) w ust. 6 skreśla się wyrazy „i 3”;

30) w art. 77 w ust. 2 we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazie „ograniczony” dodaje się wyrazy „w przepisach wydanych na podstawie ust. 3”;

31) po art. 77 dodaje się art. 77a w brzmieniu:

„Art. 77a. 1. Przed ogłoszeniem aukcji Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii projekt harmonogramu przeprowadzenia aukcji w danym roku kalendarzowym obejmujący planowane terminy przeprowadzenia aukcji oraz ilości i wartości oferowanej energii w poszczególnych aukcjach.

2. Prezes URE uzgadnia z ministrem właściwym do spraw energii harmonogram, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia jego przekazania.

3. W przypadku nieprzedstawienia przez ministra właściwego do spraw energii uwag do projektu harmonogramu w terminie, o którym mowa w ust. 2, uznaje się projekt harmonogramu za uzgodniony.”;

32) w art. 79:

a) w ust. 3:

– w pkt 3, w art. 80 ust. 1 pkt 1, w art. 81 ust. 2 pkt 1 lit. b, w art. 82 ust. 1 pkt 1, w art. 92 ust. 1 oraz w art. 93 ust. 1 pkt 1 i ust. 2 pkt 1, skreśla się użyte w różnej formie wyrazy „pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług”,

– pkt 4a otrzymuje brzmienie:

„4a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania aukcji, będzie korzystać z aukcyjnego systemu wsparcia oraz okresu tego wsparcia;”,

– w pkt 6 wyrazy „zobowiązuje się” zastępuje się wyrazem „planuje”,

– w pkt 8 lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub zostanie zmodernizowana po dniu przeprowadzenia aukcji, o której mowa w art. 73 ust. 2, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej:

- wyłącznie energię promieniowania słonecznego – w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji,
- wyłącznie energię wiatru na lądzie – w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji,
- wyłącznie energię wiatru na morzu – w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji.”,

b) dodaje się ust. 9–12 w brzmieniu:

„9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie:

- 1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia, o której mowa ust. 3 pkt 4a, z zastrzeżeniem ust. 3 pkt 8 i art. 92 ust. 6, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 6, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 3, oraz okres, o którym mowa w ust. 4a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;
- 2) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc takiej instalacji nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 18 i 19, art. 73 ust. 4 lub art. 77 ust. 5, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia oferty.

10. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:

- 1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym zgodnie z art. 92 ust. 1;
- 2) złożenia pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.

11. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 9 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.

12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10, Prezes URE informuje wytwórcę, sprzedawcę zobowiązanego oraz operatora rozliczeń, o którym mowa w art. 106, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.”;

33) w art. 81:

a) w ust. 2 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Prezes URE w terminie 21 dni od zamknięcia aukcji, podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej informacje o:”;

b) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. W przypadku wytwórców, o których mowa w:

1) ust. 2 pkt 1 lit. a,

2) art. 70a ust. 1 lub 2, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, obejmujące instalację planowaną do uruchomienia

– koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, o którym mowa w art. 192 ust. 1 albo w art. 7 ust. 2a pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, w odniesieniu do mocy instalacji objętej wygraną ofertą aukcyjną, albo wydanym zaświadczeniem, nie może przypadać przed upływem terminu na sprzedaż po raz pierwszy energii elektrycznej określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 albo przed upływem terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej, określonego w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d.”;

34) w art. 83:

a) w ust. 1 uchyla się pkt 1,

b) w ust. 2 po wyrazach „po zakończeniu okresu wsparcia” dodaje się wyrazy „w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3”;

35) art. 84 otrzymuje brzmienie:

„Art. 84. 1. Prezes URE ma prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4

pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9 oraz art. 83 ust. 1 pkt 4, oraz prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7 oraz art. 39a ust. 5 i 7.

2. Kontrola oświadczeń składanych na podstawie art. 72a ust. 2 może zostać przeprowadzona nie później niż 30 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji.”;

36) w art. 92:

a) w ust. 6 w pkt 1 wyrazy „31 grudnia 2035 r.” zastępuje się wyrazami „30 czerwca 2039 r.”,

b) w ust. 6a wyrazy „przepisu ust. 6” zastępuje się wyrazami „przepisów ust. 1–6”;

37) w art. 93 ust. 12 otrzymuje brzmienie:

„12. W przypadku gdy saldo obliczone zgodnie z ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, jest dodatnie i nie może zostać rozliczone do końca okresu, o którym mowa w art. 77 ust. 1–3 lub art. 70f, jest ono zwracane operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przez:

1) sprzedawcę zobowiązanego albo wytwórcę energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, albo

2) wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2 lub art. 70b ust. 9 pkt 2

– w sześciu równych miesięcznych ratach, począwszy od końca ostatniego miesiąca, w którym zakończył się ten okres, nie więcej jednak niż do wysokości wypłaconego ujemnego salda. Wartość dodatniego i ujemnego salda ujmowana jest w wartości zwaloryzowanej, na rok zwrotu dodatniego salda przy zastosowaniu zasady waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10.”;

38) art. 93a otrzymuje brzmienie:

„Art. 93a. 1. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, przedkłada Prezesowi URE do dnia 15 marca każdego roku następującego po roku, w którym wytworzono energię elektryczną w tej instalacji, opinię akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzającą zasadność uznania tej instalacji za instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, oraz zawierającą informację na

temat ilości energii elektrycznej wytworzonej w danym roku w tej instalacji w procesach wysokosprawnej kogeneracji oraz poza procesami wysokosprawnej kogeneracji.

2. W przypadku gdy z opinii, o której mowa w ust. 1, wynika, że instalacja wytwórcy, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, wytwarzała energię elektryczną poza procesami wysokosprawnej kogeneracji, Prezes URE informuje o tym fakcie wytwórcę, właściwego sprzedawcę zobowiązanego oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej, wskazując w oparciu o opinię, ilość energii elektrycznej wytworzonej poza procesem wysokosprawnej kogeneracji.

3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, albo w przypadku nieprzedłożenia Prezesowi URE opinii, o której mowa w ust. 1, w terminie wskazanym w tym przepisie, operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, lub właściwy sprzedawca zobowiązany, rozlicza nienależnie wypłaconą pomoc publiczną z przyszłym ujemnym saldem, w kolejnych okresach rozliczeniowych, w wysokości stanowiącej różnicę pomiędzy uzyskaną przez danego wytwórcę pomocą, a pomocą, którą wytwórca ten uzyskałby w przypadku gdyby jego instalacja stanowiła instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10. Przepis art. 93 ust. 12 stosuje się odpowiednio.

4. Kwotę wynikającą z nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, o której mowa w ust. 3, oblicza się według następującego wzoru:

$$N_{koge} = Abk * (C_{sko} - C_{sbk}),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$N_{koge}$  – nienależnie wypłaconą pomoc publiczną wynikającą z braku możliwości zakwalifikowania energii elektrycznej jako energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji,

$Abk$  – ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesami wysokosprawnej kogeneracji wyrażoną w MWh,

$C_{sko}$  – skorygowaną cenę zakupu energii elektrycznej dla instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz lub biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a,

$C_{sbk}$  – skorygowaną cenę zakupu energii elektrycznej, obliczoną na potrzeby ustalenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, w przypadku, w którym dana instalacja stanowiłaby instalację wykorzystującą wyłącznie



biogaz lub biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa odpowiednio w art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10; w przypadku instalacji wytwórcy korzystającego z aukcyjnego systemu wsparcia, Csbk jest równa Csko pomniejszonej o różnicę właściwych cen referencyjnych, odpowiednio na dzień aukcji albo na dzień złożenia wniosku na podstawie art. 184c ust. 1.

5. Ceny Csko i Csbk ustala się na dzień:

- 1) złożenia oferty, o której mowa w art. 79, a w przypadku złożenia wniosku na podstawie art.184c ust.1, na dzień złożenia tego wniosku;
- 2) złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 albo 184a ust. 1, a w przypadku:
  - a) złożenia zmiany deklaracji na podstawie art. 70b ust. 10,
  - b) złożenia zmiany deklaracji na podstawie art. 184b ust. 1

– na dzień złożenia zmiany deklaracji.”;

39) po art. 93a dodaje się art. 93b w brzmieniu:

„Art. 93b. Oświadczenia woli dokonywane w związku z rozliczaniem ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3, mogą być składane w postaci elektronicznej przy wykorzystaniu formularza elektronicznego udostępnionego przez operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106.”;

40) w art. 120:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, wydawana w postaci elektronicznej, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.”;

- 41) w art. 121 w ust. 3 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:  
„7) szacunkową wartość unikniętej emisji gazów cieplarnianych w związku z wytworzeniem i wprowadzeniem do sieci energii elektrycznej, o której mowa w pkt 3.”;
- 42) w art. 122 uchyla się ust. 6;
- 43) w art. 123 w ust. 1 po wyrazie „Gospodarczym” dodaje się wyrazy „lub państwie członkowskim Wspólnoty Energetycznej”;
- 44) w art. 124:
- a) w ust. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie:  
„2) podmiotów, których gwarancje pochodzenia wydane w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub państwie członkowskim Wspólnoty Energetycznej, zostały uznane przez Prezesa URE;”;
- b) uchyla się ust. 4–6;
- 45) po art. 124 dodaje się art. 124a w brzmieniu:  
„Art. 124a. 1. Poinformowanie odbiorcy końcowego o pochodzeniu energii elektrycznej dla której wydano gwarancję pochodzenia, możliwe jest jedynie po jej uprzednim umorzeniu i uzyskaniu potwierdzenia wydanego na podstawie ust. 4.  
2. Posiadacz gwarancji pochodzenia, rozumiany jako wytwórca albo inny podmiot na rzecz którego wytwórca zbył gwarancję pochodzenia, dokonuje jej umorzenia przez złożenie w rejestrze gwarancji pochodzenia dyspozycji umorzenia.  
3. Umorzenie gwarancji pochodzenia następuje z chwilą zarejestrowania dyspozycji umorzenia w rejestrze gwarancji pochodzenia.  
4. Na wniosek podmiotu, który dokonał umorzenia gwarancji pochodzenia, zawierający wskazanie indywidualnego numeru umorzonej gwarancji, podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia potwierdza temu podmiotowi umorzenie takiej gwarancji, w terminie 10 dni roboczych od dnia wpłynięcia wniosku.  
5. We wniosku, o którym mowa w ust. 4, można określić przyczynę, dla której dokonano umorzenia gwarancji pochodzenia.”;
- 46) w art. 128:
- a) w ust. 1 po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:  
„3a) minister właściwy do spraw gospodarki wodnej;”;

- b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Zadania ministra właściwego do spraw środowiska obejmują opracowywanie analiz w zakresie określenia szacunkowej wartości ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w związku z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych.”,
- c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej obejmują opracowywanie we współpracy z ministrem właściwym do spraw rozwoju wsi analiz w zakresie określenia szacunkowego wpływu wytwarzania biokomponentów i biopłynów na zasoby wodne oraz na jakość wody i gleby.”;
- 47) w art. 135 wyrazy „energie spadku rzek” zastępuje się wyrazem „hydroenergie”;
- 48) w art. 136 w ust. 4 w pkt 2 po wyrazie „sanitarnych” dodaje się wyraz „, energetycznych.”;
- 49) w art. 168:
  - a) po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu:

„9a) nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 4 ust. 13 lub art. 41 ust. 19a;”,
  - b) pkt 15 otrzymuje brzmienie:

„15) po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b;”,
  - c) w pkt 16 wyrazy „art. 83 ust. 1 pkt 1–3” zastępuje się wyrazami „art. 83 ust. 1 pkt 2 i 3”;
  - d) pkt 22 otrzymuje brzmienie:

„22) nie przekazuje w terminie Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdania, o którym mowa w art. 22 ust. 1, art. 25 pkt 6, art. 35 ust. 1 pkt 6 lub art. 38m pkt 2, lub podaje w tym sprawozdaniu nieprawdziwe informacje;”,
  - e) pkt 23 otrzymuje brzmienie:

„23) nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 20 ust. 1–3, w art. 21 ust. 1 lub 2, w art. 28 ust. 1, lub podaje nieprawdziwe informacje;”,

- f) pkt 24 otrzymuje brzmienie:  
„24) utrudnia przeprowadzenie kontroli, o której mowa w art. 33, art. 34 ust. 1 lub art. 38n;”,
- g) uchyla się pkt 26;
- 50) w art. 170:
- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:  
„1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1–5, 9a oraz 10 nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”,
- b) w ust. 4 uchyla się pkt 3;
- 51) po art. 184c dodaje się art. 184d w brzmieniu:  
„Art. 184d. 1. Umowy o przyłączenie do sieci, niewypowiedziane do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy z przyczyn, o których mowa w:
- 1) art. 191 ust. 1, lub
  - 2) art. 7 ust. 2a pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne,
- w których termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej przypada przed dniem 30 czerwca 2021 r. zachowują moc, do dnia określonego we wniosku wytwórcy o przedłużenie tego terminu, złożonego do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, pod warunkiem że termin na dostarczenie energii elektrycznej po raz pierwszy do sieci, określony w tym wniosku, nie będzie przypadał później niż w dniu 30 czerwca 2021 r.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane do przedłużenia terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej zgodnie z wnioskiem wytwórcy, w terminie 30 dni od dnia złożenia takiego wniosku.
3. W przypadku odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne przedłużenia terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, zgodnie z wnioskiem o którym mowa w ust. 1, stosuje się odpowiednio przepis art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z

zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w sprawie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.”;

52) w art. 217 w ust. 1 i 2 skreśla się wyrazy „wraz z propozycjami zmian”.

**Art. 2.** W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2019 r. poz. 1186) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 5 w ust. 2a wyrazy „w odnawialnych źródłach energii” zastępuje się wyrazami „z odnawialnych źródeł energii oraz umożliwiających wytwarzanie energii z takich źródeł”;

2) w art. 29 w ust. 2 pkt 16 otrzymuje brzmienie:

„16) montażu pomp ciepła, wolnostojących kolektorów słonecznych, urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW oraz mikroinstalacji biogazu rolniczego w rozumieniu art. 19 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60, 730 i ...) z zastrzeżeniem, że do urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 6,5 kW oraz mikroinstalacji biogazu rolniczego, stosuje się obowiązek uzgodnienia pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej projektu budowlanego, o którym mowa w art. 6b ustawy z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpożarowej (Dz. U. z 2018 r. poz. 620 i 1669 oraz z 2019 r. poz. 730), oraz zawiadomienia organów Państwowej Straży Pożarnej, o którym mowa w art. 56 ust. 1a tej ustawy;”.

**Art. 3.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 i 730) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3 pkt 55 otrzymuje brzmienie:

„55) prosument energii odnawialnej – prosumenta energii odnawialnej w rozumieniu ustawy, o której mowa w pkt 20;”;

2) w art. 6c:

a) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

„1a. Prosumentowi energii odnawialnej będącemu konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny przysługuje prawo złożenia do przedsiębiorstwa energetycznego reklamacji dotyczącej przyłączenia mikroinstalacji, rozliczania i dystrybucji energii wytworzonej w tej mikroinstalacji.”,

- b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:
- „4. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, o którym mowa w art. 31a, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.”;
- 3) w art. 7:
- a) w ust. 8d<sup>5</sup>:
- pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji”;
  - w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) dane lokalizacyjne mikroinstalacji.”;
- b) uchyla się ust. 8d<sup>9</sup>,
- c) w ust. 8g pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:
- „1) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia złożenia kompletnego wniosku lub wniesienia zaliczki, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później;
  - 2) 150 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia złożenia kompletnego wniosku lub wniesienia zaliczki, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później.”;
- 4) w art. 8 w ust. 1 po wyrazach „lub odłączenia od sieci mikroinstalacji” dodaje się wyrazy „,lub odmowy dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 7 ust. 2a, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej”;
- 5) w art. 9 po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:
- „4a. Minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe:

- 1) wymagania techniczne w zakresie przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz warunki jej współpracy z systemem elektroenergetycznym,
- 2) warunki przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz tryb:
  - a) wydawania warunków przyłączenia dla tej instalacji,
  - b) dokonywania zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>4</sup>

– biorąc pod uwagę potrzebę zwiększenia udziału energii elektrycznej z mikroinstalacji prosumentów energii odnawialnej w bilansie energetycznym państwa, bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, oraz wymagania w zakresie budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci.”;

- 6) w art. 9g po ust. 6a dodaje się ust. 6b w brzmieniu:

„6b. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej pobranej, wprowadzonej lub pobranej i wprowadzonej dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.”;
- 7) w art. 31a w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadzący postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między prosumentami energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów:”;
- 8) w art. 31d:
  - a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:
    - „1. Postępowanie przed Koordynatorem wszczyna się na wniosek odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem.
    2. Warunkiem wystąpienia z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem jest podjęcie przez odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym i bezpośredniego rozwiązania sporu.”;

- b) w ust. 4 pkt 3 otrzymuje brzmienie:
    - „3) kopię korespondencji odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem z przedsiębiorstwem energetycznym dotyczącej sporu lub oświadczenie odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem o podjęciu próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym i bezpośredniego rozwiązania sporu.”,
  - c) w ust. 6 pkt 2 otrzymuje brzmienie:
    - „2) odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosument energii odnawialnej będący konsumentem nie podjął przed złożeniem wniosku o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym i bezpośredniego rozwiązania sporu;”;
- 9) w art. 31e:
- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:
    - „1. Jeżeli z informacji, o której mowa w art. 31d ust. 4 pkt 1, wynika, że odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosument energii odnawialnej będący konsumentem wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1, Koordynator przekazuje Prezesowi URE tę informację.”,
  - b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
    - „3. Jeżeli odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosument energii odnawialnej będący konsumentem wystąpi z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 w trakcie toczącego się postępowania przed Koordynatorem, Prezes URE zawiesza z urzędu postępowanie prowadzone w trybie art. 8 ust. 1, po jego wszczęciu.”;
- 10) w art. 31f ust. 2 otrzymuje brzmienie:
- „2. Minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, wysokość progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu, uwzględniając określenie ich wysokości na poziomie, który nie utrudnia znacząco odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub



ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumentowi energii odnawialnej będącemu konsumentem dostępu do postępowania.”;

11) w art. 32 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Koncesję na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b, w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w danej instalacji odnawialnego źródła energii, po raz pierwszy wydaje się wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania tej energii:

- 1) spełniają wymagania określone w art. 74 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii albo
- 2) posiadają ważne potwierdzenie zgodności z certyfikowanym typem urządzenia lub deklarację zgodności z właściwymi normami wystawione przez ich producenta dla danej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz zostały wyprodukowane nie wcześniej niż 72 miesiące przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji.”;

12) w art. 47 ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła – w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy.”.

**Art. 4.** W ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2018 r. poz. 1945 oraz z 2019 r. poz. 60, 235, 730 i 1009) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 15 ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji budynków umożliwia również lokalizację mikroinstalacji w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 oraz z 2019 r. poz. 42, 60, 730 i ...), zwaną dalej „ustawą o odnawialnych źródłach energii”, również w przypadku innego przeznaczenia terenu niż produkcyjne, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.”;

2) w art. 61 ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Przepisów ust. 1 pkt 1 i 2 nie stosuje się do linii kolejowych, obiektów liniowych i urządzeń infrastruktury technicznej, a także instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”.

**Art. 5.** W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 654) w art. 13 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Do pozwoleń na budowę dotyczących elektrowni wiatrowych, dla których nie wydano decyzji o pozwoleniu na użytkowanie w terminie, o którym mowa w ust. 2, stosuje się przepis art. 37 ust. 2 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, przyjmując, że terminy w nim określone liczy się od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 2.”.

**Art. 6.** 1. Przedsiębiorstwa energetyczne dostosują postanowienia umów zawartych z prosumentami energii odnawialnej, obowiązujących w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, do art. 4 ust. 5 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne dostosują postanowienia umów zawartych z prosumentami energii odnawialnej oraz wytwórcami energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii, obowiązujących w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, do art. 9g ust. 6b ustawy zmienianej w art. 3, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

**Art. 7.** Do wniosków o zawarcie umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej złożonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy oraz do zawartych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy umów na świadczenia takich usług przepis art. 4 ust. 13 i art. 41 ust. 19a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się z zastrzeżeniem, że terminy określone w tych przepisach liczy się od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

**Art. 8.** Przepis art. 22 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się po raz pierwszy do sprawozdań kwartalnych składanych za I kwartał 2020 r.

**Art. 9.** Przepis art. 31 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się do decyzji, o których mowa w art. 30 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, wydanych po dniu wejścia w życie art. 31 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1.

**Art. 10.** W 2020 r. wielkość udziału, o którym mowa w art. 59:

- 1) pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 – wynosi 19,50%;
- 2) pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 – wynosi 0,50%.

**Art. 11.** Przepis art. 70e ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się także do instalacji, dla których deklaracje, o których mowa w art. 70b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, zostały złożone do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

**Art. 12.** 1. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

- 1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 1 120 000 MWh, a jej wartość wynosi 694 400 000 zł;
- 2) pkt 5, 15, 18, 20 i 23 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 1 475 211 MWh, a jej wartość wynosi 811 366 050 zł;
- 3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 1 149 296 MWh, a jej wartość wynosi 838 986 080 zł;
- 4) pkt 16 i 21 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 5) pkt 24 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł.

2. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

- 1) pkt 8–14 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 34 000 000 MWh, a jej wartość wynosi 20 740 000 000 zł;
- 2) pkt 15, 19, 20 i 23 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 3) pkt 7 i 7a ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 3 433 219 MWh, a jej wartość wynosi 2 197 260 000 zł;
- 4) pkt 17 i 22 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 5) pkt 25 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł.

3. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach

odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

- 1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 2) pkt 5, 15, 18, 20 i 23 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 140 400 MWh, a jej wartość wynosi 71 280 000 zł;
- 3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 1 341 821 MWh, a jej wartość wynosi 939 274 880 zł;
- 4) pkt 16 i 21 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 11 445 000 MWh, a jej wartość wynosi 4 213 650 000 zł;
- 5) pkt 24 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł.

4. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

- 1) pkt 8–14 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 14 910 000 MWh, a jej wartość wynosi 5 577 600 000 zł;
- 2) pkt 15, 19, 20 i 23 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 594 000 MWh, a jej wartość wynosi 285 120 000 zł;
- 3) pkt 7 i 7a ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 1 170 000 MWh, a jej wartość wynosi 678 600 000 zł;
- 4) pkt 17 i 22 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 113 970 000 MWh, a jej wartość wynosi 32 577 000 000 zł;
- 5) pkt 25 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł.

5. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

- 1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 2) pkt 5, 15, 18, 20 i 23 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;

- 3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 4) pkt 16 i 21 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 5) pkt 24 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł.

6. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

- 1) pkt 8–14 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 2) pkt 15, 19, 20 i 23 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 3) pkt 7 i 7a ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 4) pkt 17 i 22 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł;
- 5) pkt 25 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł.

**Art. 13.** 1. W 2019 r. do aukcji ogłaszanych, organizowanych i przeprowadzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy nie stosuje się przepisów art. 78 ust. 6, art. 79 ust. 1, 4 i 7 oraz art. 81 ust. 7 i 8 ustawy zmienianej w art. 1. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy art. 79 ust. 9–12 oraz art. 92 ust. 6 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z zastrzeżeniem art. 26.

2. Ogłoszenie o aukcji, o której mowa w ust. 1, oprócz danych określonych w art. 78 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, zawiera także informacje o miejscu i sposobie składania ofert, z uwzględnieniem możliwości wykorzystania funkcji systemu, o którym mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1.

3. Wytwórcy podpisują oferty, pod rygorem nieważności, podpisem własnoręcznym albo kwalifikowanym podpisem elektronicznym, albo podpisem zaufanym, albo podpisem osobistym, zgodnie z zasadami określonym w regulaminie aukcji, o którym mowa w art. 78 ust. 9 ustawy zmienianej w art. 1.

4. Ofertę opatruje się datą oraz godziną jej złożenia z dokładnością do co najmniej jednej minuty, a także nadaje się jej, zgodnie z kolejnością, indywidualny numer wpływu, stanowiący unikalny identyfikator danej oferty.

5. Oferty podlegają odrzuceniu, jeżeli:

- 1) nie zostały złożone w sposób, o którym mowa w ust. 2, lub

- 2) nie spełniają wymagań określonych w art. 79 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 lub w art. 79 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, lub
- 3) zawierają dane niezgodne z potwierdzeniem, o którym mowa w art. 71 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, lub
- 4) zawierają dane niezgodne z uzyskanym zaświadczeniem, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.

6. Oferta złożona w aukcji, o której mowa w ust. 1, wiąże uczestnika aukcji i nie może zostać zmodyfikowana ani wycofana.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii informację, w postaci elektronicznej, o wyniku aukcji albo o jej unieważnieniu, w terminie 14 dni od dnia jej rozstrzygnięcia lub unieważnienia.

8. Informacja, o której mowa w ust. 7, zawiera:

- 1) wykaz ofert, które wygrały daną aukcję, w tym:
  - a) wskazanie wytwórców, których oferty wygrały aukcję,
  - b) informację o:
    - cenie w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po której energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii została sprzedana w drodze aukcji przez poszczególnych wytwórców oraz cenie skorygowanej podanej w oświadczeniu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 9 ustawy zmienianej w art. 1, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,
    - ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, sprzedanej w drodze aukcji energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez poszczególnych wytwórców, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, albo
- 2) wskazanie przyczyn unieważnienia aukcji.

**Art. 14.** Zaświadczenia wydane na podstawie art. 70b ust. 6 oraz art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, zachowują ważność przez okres, na który zostały wydane.

**Art. 15.** Do wytwórców, którzy do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy złożyli oświadczenia na podstawie art. 72a ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu

dotychczasowym, stosuje się przepis art. 84 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 16.** W 2019 r. w sprawach prowadzonych na podstawie art. 75 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, wszczętych a nie zakończonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, przepisu art. 75 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się do umów o przyłączenie do sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych instalacji odnawialnego źródła energii.

**Art. 17.** 1. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym.

2. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, którzy dokonali sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcji poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się przepis art. 168 pkt 15 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

3. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którego oferta wygrała aukcję rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, przed upływem terminu określonym w zobowiązaniu złożonym zgodnie z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, może zmienić termin sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, określając ten termin zgodnie z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

4. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy art. 79 ust. 9–12 oraz art. 92 ust. 6 pkt 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z zastrzeżeniem art. 26.

**Art. 18.** 1. Gwarancje pochodzenia wydane do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy zachowują ważność przez okres na jaki zostały wydane.

2. Do postępowań o wydanie gwarancji pochodzenia, wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe.

**Art. 19.** Przepisy art. 128 ust. 4 i 4a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się po raz pierwszy do analiz sporządzanych za okres rozpoczynający się dnia 1 stycznia 2020 r.

**Art. 20.** Wniosek o którym mowa w art. 184d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, wytwórca może złożyć w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

**Art. 21.** 1. W sprawach wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>4</sup> ustawy zmienianej w art. 3, stosuje się przepis art. 7 ust. 8d<sup>5</sup> ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym.

2. W sprawach o wydanie warunków przyłączenia mikroinstalacji do sieci wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepis art. 7 ust. 8g ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym.

**Art. 22.** 1. Do spraw o udzielenie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie art. 32 ust. 1a ustawy zmienianej w art. 3, stosuje się przepis art. 32 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym.

2. Do spraw o udzielenie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wszczętych:

- 1) po dniu wejścia w życie art. 32 ust. 1a ustawy zmienianej w art. 3, oraz
- 2) w okresie ważności promesy koncesji udzielonej na tą działalność

– stosuje się przepis art. 32 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym.

**Art. 23.** Do taryf dla ciepła zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i do tego dnia nie ogłoszonych stosuje się przepis art. 47 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 24.** Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 60 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 60 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2019 r.

**Art. 25.** 1. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 3, zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów



wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 3, jednak nie dłużej niż 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane.

2. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 31f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 26.** Przepisów art. 39 ust. 4, art. 39a ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 70f ust. 1, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 79 ust. 9–12, art. 92 ust. 6 i 6a, art. 93 ust. 12 oraz art. 93a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.

**Art. 27.** 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przeznaczonych na funkcjonowanie Internetowej Platformy Aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku:

- 1) 2019 r. – 500 000 zł;
- 2) 2020 r. – 2 500 000 zł;
- 3) 2021 r. – 300 000 zł;
- 4) 2022 r. – 300 000 zł;
- 5) 2023 r. – 300 000 zł;
- 6) 2024 r. – 300 000 zł;
- 7) 2025 r. – 300 000 zł;
- 8) 2026 r. – 300 000 zł;
- 9) 2027 r. – 300 000 zł;
- 10) 2028 r. – 300 000 zł.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż

65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

**Art. 28.** Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

- 1) art. 1 pkt 1 lit. a, pkt 10 lit. b oraz pkt 33 lit. a, i art. 3 pkt 11, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2020 r.;
- 2) art. 1 pkt 3 lit. e w zakresie dodawanego art. 4 ust. 14, art. 3 pkt 5 oraz art. 22, które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia.

## UZASADNIENIE

### **Potrzeba i cel wydania ustawy**

Celem niniejszego projektu (nr w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UD477) jest realizacja dodatkowych działań zmierzających do osiągnięcia celu 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 r.

Celem proponowanych rozwiązań jest również zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, czego skutkiem powinno być w perspektywie długofalowej zapewnienie stałego dostępu do energii dla odbiorców końcowych, przy jednoczesnym utrzymaniu się cen energii na możliwie niskim poziomie.

Jednocześnie nowelizacja umożliwi przeprowadzenie aukcji na zakup energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), będącej przedmiotem sprzedaży w aukcjach w 2019 r., poprzez wskazanie w przepisach przejściowych jej maksymalnych ilości i wartości.

Przygotowane zmiany w treści nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60 i 730) (dalej: „ustawa OZE”) wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym oraz oczekiwaniom przedsiębiorców, które kierowane były do Ministerstwa Energii w związku ze wzrostem cen energii elektrycznej.

Należy podkreślić, iż przedstawione zmiany doprecyzowują przepisy ustawy OZE w zakresie instrumentów rynkowych takich jak aukcje czy procedury przetargowe zgodne z zasadami konkurencji otwartej dla wszystkich producentów wytwarzających energię elektryczną z OZE, konkurujących ze sobą na równych warunkach, które powinny zasadniczo zapewnić ograniczenie uzyskanej dotacji do minimum.

Projekt umożliwia realizację celów *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*. Ponadto przyjęcie przepisów projektu spowoduje usunięcie pojawiających się wątpliwości interpretacyjnych prawnych i redakcyjnych w różnych obszarach ustawy OZE. Zamierzeniem przedmiotowego projektu jest między innymi:

- 1) doprecyzowanie przepisów z uwagi na wnioski jakie zostały zgłoszone po przeprowadzeniu pierwszej, tak szerokiej technologicznie aukcji dla OZE w 2018 r.

Celem przedmiotowej interwencji regulacyjnej jest też dookreślenie wybranych zagadnień ustawy OZE oraz elementów rozliczenia ujemnego oraz dodatniego salda z operatorem rozliczeń. Przewidywanym efektem jest wyeliminowanie niepewności po stronie przedsiębiorców uczestniczących w systemie aukcyjnym,

- 2) wprowadzenie przepisów wzmacniających mechanizm gwarancji pochodzenia z uwagi na występujące obecnie zjawisko ograniczeń w odniesieniu do możliwości prowadzenia obrotu gwarancjami pochodzenia na rynku międzynarodowym oraz potrzebę uszczelnienia procedur w zakresie umarzania gwarancji pochodzenia przedkładanych odbiorcom końcowym. Przewidywanym rezultatem jest wzmocnienie wiarygodności polskich gwarancji pochodzenia i ich uznawanie na zasadzie wzajemności w obrocie z innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwami członkowskimi Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronami umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub państwami członkowskim Wspólnoty Energetycznej,
- 3) konieczne jest dokonanie technicznych zmian usprawniających działanie systemu aukcyjnego w odniesieniu między innymi do procesów realizowanych po złożeniu ofert aukcyjnych, w tym możliwości modyfikowania ofert, czy określenia terminu obligującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) do ogłoszenia wyników przeprowadzonych aukcji. Wybrane zmiany umożliwią bardziej precyzyjne określenie daty pierwszej sprzedaży energii elektrycznej do sieci w ramach systemu aukcyjnego, a co za tym idzie, precyzyjne określenie poziomu opłaty OZE w danym roku kalendarzowym,
- 4) likwidacja wątpliwości interpretacyjnych wynikających z procedury dopuszczenia do aukcji instalacji wytwarzających energię przed dniem ogłoszenia aukcji,
- 5) rozwiązanie problemu zbyt krótkiego okresu obowiązywania umów przyłączeniowych, determinujących krąg podmiotów dopuszczonych do udziału w aukcji, a tym samym ryzyko braku zaistnienia warunków konkurencyjności we wszystkich koszykach aukcyjnych. Interwencja legislacyjna ma na celu umożliwienie przedłużenia obowiązywania umów przyłączeniowych dla istniejących projektów OZE,
- 6) wprowadzenie w przepisie przejściowym przepisów określających maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej, materializując podstawę do przeprowadzenia aukcji w 2019 r.,

- 7) wprowadzenie przepisów wspierających rozwój prosumenckiego wytwarzania energii elektrycznej.

Zaproponowane zmiany wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym oraz oczekiwaniom mikro i małych przedsiębiorców, stanowiąc istotne rozwiązania w szczególności dla wytwórców energii z OZE, oraz całej branży działającej na rzecz rozwoju instalacji OZE – producentów urządzeń, projektantów i instalatorów oraz podmiotów finansujących przedmiotowe inwestycje.

Jak wynika z opublikowanego przez Najwyższą Izbę Kontroli (dalej: „NIK”) raportu pn. *Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii* (dalej: „raport NIK”), w przypadku niezrealizowania do 2020 r. obowiązkowego minimalnego udziału energii z OZE w całkowitym zużyciu energii brutto na poziomie 15%, Polska stanęłaby przed koniecznością dokonania statystycznego transferu energii z OZE z państw członkowskich Unii Europejskiej dysponujących nadwyżką tej energii. Jak wskazuje NIK, koszty tego transferu mogą wynieść nawet 8 mld zł.

Realizacja aukcji w bieżącym roku kalendarzowym zakładająca przyrost nowych mocy wytwórczych w wymiarze sumarycznym 3 414 MW różnych rodzajów OZE (z przeważającym udziałem lądowej energetyki wiatrowej oraz instalacji PV), pozwoli uzyskać roczną produkcję energii elektrycznej w wysokości 9,176 TWh. Istniejące moce wytwórcze z OZE, prognozowana produkcja z instalacji, które wygrały przeprowadzone dotychczas aukcje oraz planowane wolumeny dla aukcji, jakie zostaną przeprowadzone w bieżącym roku, dadzą wynik o łącznej mocy instalacji na poziomie 13 657 MW z odnawialnych źródeł energii. Źródła te pozwolą na zabezpieczenie jeszcze w 2019 r. docelowej sumarycznej produkcji rocznej na poziomie 35,339 TWh. Powyższe w przewidywanym wymiarze rocznej konsumpcji energii elektrycznej w 2020 r. na poziomie 183,730 TWh, daje udział OZE na poziomie 19,23%, wobec wymaganego poziomu 19,1%.

Przedmiotowy projekt ustawy wpisuje się we wnioski przedstawione w raporcie NIK, zgodnie z którymi stosowane rozwiązania prawne i organizacyjne powinny przyczyniać się do zwiększania bezpieczeństwa i przewidywalności zasad realizacji inwestycji. Projekt znajduje pozytywne przełożenie na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce, usprawniając oraz programując istniejące instrumenty oraz systemy wsparcia. Przyczynia się do tworzenia stabilnego otoczenia prawnego, stanowiąc podstawę, w oparciu o którą potencjalni inwestorzy

z odpowiednim wyprzedzeniem i dysponując kompletną wiedzą mogą warunkować uczestnictwo w aukcyjnym systemie wsparcia. Projekt przewiduje również rozwiązania mające na celu zwiększenie elastyczności systemu oraz, co istotne, alokację wolumenów obejmującą poszczególne technologie realizowane w oparciu o występujące na rynku trendy, korelując ją z faktycznym potencjałem i zapotrzebowaniem jego uczestników. Projekt przyczyniając się do dalszej harmonizacji otoczenia prawnego i rynku OZE stanowi silny bodziec do jego rozwoju, tym samym mitygując potencjalne negatywne skutki niezrealizowania celu OZE.

#### Przyrost mocy w OZE po aukcji w 2019 r.

Rodzaje OZE (MW)	Istniejące (Świadectwa Pochodzenia) - 2017	w tym, istniejące migracja (2018)	Planowane moce po rozstrzygnięciu aukcji w 2018 r.	Nowe (2019)	Razem (2+3)	Razem (2+3+4)
1	2		3	4	5	6
Elektrownie wodne	988		12	14	1 001	1 014
Elektrownie wiatrowe lądowe powyżej 1 MW	5 849		1 144	2 500	6 999	9 493
Elektrownie wiatrowe lądowe do 1 MW			6	10		
PV	104		514	750	618	1 368
Biomasa	1 362		-	110	1 362	1 472
Biogaz (rolniczy i pozostały)	235	35,124	29	30	264	294
Elektrownie wiatrowe morskie	-			-	-	
Suma	8 538		1 705	3 414	10 243	13 657

#### Przyrost energii w OZE po aukcji w 2019 r.

Rodzaje OZE (MWh)	Istniejące (Świadectwa Pochodzenia)	w tym, istniejące migracja (2018)	Planowana produkcja po rozstrzygnięciu aukcji w 2018 r.	Nowe (2019)	Razem (2+3)	Razem (2+3+4)
1	2		3	4	5	6
Elektrownie wodne	2 217 457	-	43 978	48 960	2 261 435	2 310 395
Elektrownie wiatrowe lądowe	12 402 995	-	3 448 575	7 528 000	15 851 570	23 379 570
PV	78 286	-	503 774	833 000	582 060	1 415 060
Biomasa	5 730 090	-	-	994 000	5 730 090	6 724 090
Biogaz (rolniczy i pozostały)	973 926	262 431	223 977	312 600	1 197 903	1 510 503
Elektrownie wiatrowe morskie	-		-	-	-	-
Suma	21 402 753	262 431	4 220 304	9 716 560	25 623 056	35 339 616

#### Prognozowane oddziaływanie na poszczególne grupy interesariuszy

Na potrzeby niniejszego projektu interesariusze to osoby, instytucje lub ich grupy, które są w strefie bezpośredniego lub pośredniego oddziaływania projektu lub które mogą mieć udział w projekcie i wpływać, pozytywnie lub negatywnie, na jego rezultaty.

#### Przewidywane skutki wprowadzenia regulacji w podziale na grupy interesariuszy:

- 1) społeczne – w związku z licznymi wątpliwościami w zakresie zmienianych przepisów prawnych, wejście w życie proponowanej regulacji spowoduje podniesienie stopnia zaufania obywateli do państwa;

- 2) gospodarcze – wejście w życie projektowanej regulacji przyczyni się do utwierdzenia przedsiębiorców w zakresie proponowanych stabilnych i jasnych mechanizmów wsparcia energii z OZE;
- 3) finansowe – wejście w życie projektowanej regulacji powodować będzie konieczność poniesienia wydatków z budżetu państwa w zakresie wydatków przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE w obszarze rozwoju Internetowej Platformy Aukcyjnej. Wejście w życie projektowanej regulacji nie będzie powodować konieczności poniesienia wydatków z budżetu jednostek samorządu terytorialnego;

Poza wyżej wymienionym wydatkiem, przedkładana regulacja nie nakłada ani na jednostki samorządu terytorialnego, ani na budżet państwa innych dodatkowych zobowiązań finansowych, jednakże dodatkowe możliwości rozwoju gospodarczego i aktywizacji lokalnych społeczności mogą przyczynić się do wzrostu gospodarczego i zwiększenia dochodów do budżetu państwa z tytułu nowych inwestycji;

- 4) prawne – wejście w życie projektowanej regulacji nie wprowadza nowych obowiązków prawnych w zakresie koncesji.

Wszystkie podmioty w ramach systemu aukcyjnego, działające w sektorze wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, będą musiały dostosować się do nowych zasad systemu aukcyjnego, który promować będzie przede wszystkim inwestycje w mniejsze instalacje odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących lokalnie dostępne surowce energetyczne.

Projekt oddziałuje na następujące grupy społeczne:

1. małe i średnie przedsiębiorstwa: proponowane rozwiązania sprzyjać będą głównie sektorowi MŚP, który z uwagi na lokalny charakter oddziaływania, prawdopodobnie lepiej będzie się mógł zaadaptować do nowego systemu aukcyjnego. Projektowana regulacja zakłada rozwój inwestycji OZE przez małych i średnich przedsiębiorców. Przyjmując za kryterium identyfikacyjne skalę realizowanej inwestycji, założyć można, iż planowane do przeprowadzenia w 2019 roku aukcje OZE w koszykach do 1 MW przeznaczone będą dla inwestycji realizowanych przez te podmioty. Mając na uwadze powyższe, zgodnie z przyjętymi założeniami, planowane jest przeznaczenie następujących ilości i wartości:

Sumaryczna ilość energii w MWh	15 104 400,00
Sumaryczna wartość energii w PLN	6 487 230 000,00
Sumaryczna wartość pomocy publicznej w PLN	3 194 470 800,00

2. odbiorcy końcowi energii elektrycznej: partycypują w opłacie OZE stanowiącej pozycję na ich rachunkach za konsumpcję energii elektrycznej. Konieczne jest w tym miejscu wskazanie, iż w bieżącym roku kalendarzowym, podobnie jak w roku 2018, poziom tej opłaty ustalany przez Prezesa URE utrzymuje się na poziomie 0 zł. Istniejący stan wynika z konieczności konsumpcji środków zgromadzonych w latach ubiegłych. Przedstawiony poniżej efektywny system dystrybucji pomocy publicznej umożliwi utrzymanie obciążeń odbiorów końcowych na minimalnym poziomie, niezbędnym dla osiągnięcia wymaganego udziału OZE w miksie energetycznym. Co istotne, w perspektywie cen osiągniętych na aukcjach OZE w 2018 r. oraz średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku ogłaszanej przez Prezesa URE (194,30 zł/MWh<sup>1)</sup>) obciążenie dla odbiorów końcowych z tytułu opłaty OZE będzie utrzymywało tendencję spadkową w nadchodzących latach,
3. operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz systemu przesyłowego: podmioty te będą zobligowane, na wniosek inwestora, do przeprowadzenia procedur aneksowania umów przyłączeniowych w zakresie obowiązujących harmonogramów inwestycyjnych na okres nie dłuższy niż wskazany w projekcie ustawy, oraz okresu maksymalnego, po którym następuje prawo do wypowiedzenia umowy przez operatora,
4. przedsiębiorcy: producenci urządzeń, projektanci i instalatorzy, podmioty finansujące przedmiotowe inwestycje. Istotne, w szczególności dla wytwórców energii z OZE, oraz całej branży działającej na rzecz rozwoju instalacji OZE,
5. rolnicy: przewidywany wolumen w koszyku dla instalacji wytwarzającej energię elektryczną z biogazu rolniczego, pozwala prognozować zwiększony popyt na substraty pochodzące z przemysłu rolnego oraz rolno- spożywczego. Szacowane zapotrzebowanie na biomasę pochodzenia rolniczego (słoma) wynosić będzie 3- 5 mln ton rocznie.

---

<sup>1)</sup> Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 27 marca 2019 r. (nr 20/2019) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2018, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8160,Informacja-nr-202019.html>.



Zestawienie i analiza porównawcza nakładów inwestycyjnych w rozwój generacji z OZE na podstawie historycznej i planowanej sprzedaży energii elektrycznej w aukcjach, przed i po wprowadzeniu projektowanej regulacji.

		2019	2018	Różnica 2019/2018
1.	Maksymalna ilość energii do sprzedaży (MWh)	145 748 400	131 136 000	14 612 400
2.	Maksymalna wartość sprzedaży (PLN)	45 605 550 000	53 529 135 000	-7 923 585 000
3.	Maksymalna wartość pomocy publicznej (PLN)	13 832 398 800	31 275 355 800	-17 442 957 000

Powyższe dane wskazują na jednoznaczne zwiększenie efektywności wykorzystania budżetu aukcyjnego w 2019 r. względem roku poprzedniego. Na uwagę zasługuje fakt, że w 2019 r., w stosunku do roku poprzedniego planuje się dokonanie zakupu wyraźnie wyższej ilości energii przy jednoczesnym znacznym zmniejszeniu przeznaczonej na ten cel wartości pomocy publicznej. Jednocześnie należy wyjaśnić, iż przewidywane w powyższej tabeli nakłady na rozwój nowych mocy wytwórczych OZE, nie obciążają Skarbu Państwa, ponieważ zgodnie z założeniami zawartymi w przepisach statuujących funkcjonowanie systemu aukcyjnego, środki na pokrycie tych wydatków pochodzą z funduszy zgromadzonych na rachunkach Zarządcy Rozliczeń, które zasilane są z opłaty OZE stanowiącej pozycję na rachunkach za konsumpcję energii elektrycznej przez odbiorców końcowych. Konieczne jest w tym miejscu ponowne podkreślenie, iż w bieżącym roku kalendarzowym, podobnie jak w 2018 r., poziom tej opłaty ustalany przez Prezesa URE utrzymuje się na poziomie 0 zł. Istniejący stan wynika z konieczności konsumpcji środków zgromadzonych w latach ubiegłych.

Projektowana regulacja niesie za sobą konieczność przeprojektowania systemu Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) pod kątem funkcjonujących danych.

**W art. 1, w szczególności:**

W pkt 1 wprowadzono zmianę w zakresie definicji biogazu rolniczego poprzez doprecyzowanie, że wyłączony z tej definicji jest również biogaz pozyskany z surowców pochodzących z zakładowych oczyszczalni ścieków. W zakresie definicji hydroenergii doprecyzowano, iż jest to energia mechaniczna wód. Wprowadzono również definicję prosumenta energii odnawialnej.

W pkt 2 doprecyzowano, że ilekroć w ustawie jest mowa o cenie zakupu energii elektrycznej, stałej cenie zakupu, cenie skorygowanej, cenie wynikającej z oferty lub cenie referencyjnej, należy przez to rozumieć ceny netto, tj. niezawierające kwoty podatku od towarów i usług.

W pkt 3–6 zmodyfikowano zasady stosowania podstawowego instrumentu wsparcia dedykowanego prosumantom energii odnawialnej, regulując kwestię rozliczania energii zużywanej na własne potrzeby z możliwością częściowego „zmagazynowania” wprowadzonych do sieci nadwyżek energii elektrycznej oraz modyfikując cykle, w których rozliczanie następuje.

W pkt 7 dotyczącym zmiany w art. 22 ust. 1 wprowadzono zmianę zakresu sprawozdań kwartalnych przekazywanych przez operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego do Dyrektora Generalnego KOWR. Zmiana stanowi konsekwencję wejścia w życie ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw i zniesienia obowiązku informowania operatorów przez wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji i wytwórców biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego o danych ujętych w art. 22 ust. 1 ustawy OZE.

Zmiana w pkt 8 jest konsekwencją zmiany w pkt 1 w zakresie dodania definicji prosumenta energii odnawialnej.

Zmiana w pkt 9 w zakresie uchylenia art. 24 ust. 3 stanowi konsekwencję wejścia w życie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1504 z dnia 2 października 2018 r. uchylającego rozporządzenie (UE) nr 256/2014 w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej.

W pkt 10 dotyczącym zmiany w art. 31 ust. 3 doprecyzowano, że Dyrektor Generalny KOWR informuje sprzedawcę zobowiązanego o wykreśleniu wytwórcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego z rejestru wytwórców biogazu rolniczego w terminie 14 dni od dnia wykreślenia wytwórcy z tego rejestru. W dodanym art. 31 ust. 4 doprecyzowano, że instalacja odnawialnego źródła energii służąca do wykonywania działalności gospodarczej objętej decyzją, o której mowa w art. 30 ust. 1, może ponownie służyć wykonywaniu działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania tej decyzji.

W pkt 14 i 15 dotyczących zmiany art. 39 oraz art. 39a, doprecyzowano, iż zwaloryzowana wartość pomocy inwestycyjnej dotyczy pomocy udzielonej od dnia 1 października 2005 r. zgodnie z systematyką zastosowaną w całym dokumencie ustawy zmienianej.

W zakresie pkt 16 dotyczącego zmiany art. 40, wydłużono okres obowiązywania systemu wsparcia o niezbędny okres od wygrania aukcji do realizacji projektu, ujednolicając okres wsparcia dla instalacji do 30 czerwca 2039 r. Doprecyzowano również, że sprzedawcą dokonującym rozliczenia na podstawie umowy kompleksowej, wybranym przez prosumenta energii odnawialnej może być także sprzedawca zobowiązany.

W zakresie zaproponowanej zmiany w pkt 17 dotyczącej art. 41 doprecyzowano, że mechanizm przewidziany w ust 1 dotyczy przedsiębiorców niekorzystających z rozliczenia zgodnie z art. 4 ust. 1. W dodawanych art. 41 ust. 1a i 1b wskazano, że sprzedawca zobowiązany ma obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 41 ust. 1, chyba, że zakupu dokonuje sprzedawcę wybrany przez podmiot wskazany w art. 41 ust. 1. Dodatkowo, w zakresie art. 41 ust. 7 pkt 1, skorygowano i ujednolicono graniczny poziom mocy zainstalowanej mikroinstalacji, który nie może zostać przekroczony w przypadku przeprowadzenia modernizacji takiej instalacji. Zmiana w zakresie dodawanego ust. 19a reguluje kwestie zawierania umów o świadczeniu usług dystrybucji lub zmiany umów już zawartych, pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych a wybranym sprzedawcą, o którym mowa w art. 41 ust. 1a.

W zakresie pkt 18 dotyczącego zmiany art. 42, wydłużono okres obowiązywania systemu wsparcia, ujednolicając okres wsparcia dla instalacji do 30 czerwca 2039 r.

W pkt 19, dotyczącym art. 60, zmieniono zakres delegacji ustawowej udzielonej ministrowi właściwemu do spraw energii, wskazując, iż wielkość udziału obowiązku, o którym mowa w art. 59 pkt 1 lub 2, może zostać zmieniona w drodze rozporządzenia na kolejny rok lub lata kalendarzowe. Wprowadzana zmiana pozwoli na precyzyjne dostosowywanie poziomu obowiązku do bieżącego poziomu podaży świadectw pochodzenia.

W pkt 20, dotyczącym art. 60a, w dodawanym ust. 2a uregulowano sytuację prawną sektora leśno-drzewnego utrzymując na poziomie ustawy uprawnienie do wykorzystywania odpadów i pozostałości powstających podczas produkcji do celu wytwarzania energii w miejscu powstania tych odpadów i pozostałości.

W art. 60a ust. 3 zmieniono termin, do którego minister właściwy do spraw energii może określić, poziom udziału biomasy pochodzenia rozlicznego w łącznej masie spalanej w instalacjach spalania wielopaliwowego, dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego, układach hybrydowych oraz dedykowanych instalacjach spalania biomasy, jak również doprecyzowano, iż wielkość udziału zostaje określona na kolejny rok.

W pkt 22 dotyczącym zmian w art. 70a, doprecyzowano formułę sprzedaży energii elektrycznej po stałej cenie poprzez wskazanie, iż sprzedaż może być dokonana na rzecz sprzedawcy zobowiązanego albo wybranemu podmiotowi. Jednocześnie, rozszerzono katalog technologii o instalacje wykorzystujące biomasę do wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, jako instalacje które mogą korzystać z systemu sprzedaży energii elektrycznej po stałej cenie zakupu. W dodanym ust. 2a doprecyzowano, że wybranym podmiotem, o którym mowa w ust. 1 i 2 może być także sprzedawca zobowiązany pod warunkiem że dokonuje zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5. W ust. 4 na wniosek Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumenta w przypadku systemu FiT oraz FiP, przyjęto przepis wyłączający przedsiębiorstwa będące w trudnej sytuacji finansowej, przy uwzględnieniu klauzuli zawieszającej.

W pkt 23, zmieniającym przepis art. 70b, określającym zasady sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, wprowadzono analogiczną zmianę jak w pkt 17 ustawy zmieniającej. Dodatkowo doprecyzowano zakres dokumentacji składanej wraz z deklaracją wskazując, iż w przypadku instalacji planowanej do uruchomienia obowiązek dołączenia oryginału lub poświadczonej kopii prawomocnego pozwolenia na budowę występuje jedynie w przypadku gdy jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa

budowlanego. Wprowadzono również zmianę w zakresie ust. 10 pkt 2 wskazując, iż wytwórca może modyfikować deklarację w zakresie mocy zainstalowanej instalacji oraz ilości energii elektrycznej. W dodawanym ust. 12a wskazano Prezesa URE jako podmiot, na rzecz którego następuje przypadek zabezpieczenia ustanowionego zgodnie z art. 70b ust. 6.

Proponowany pkt 24 dotyczący zmian w art. 70c stanowi zmianę redakcyjną.

W pkt 25 wprowadzono zmianę w odpowiedzi na potrzeby zintensyfikowania rozwoju małych biogazowni rolniczych na obszarach wiejskich. W tym celu uzgodniono nowe brzmienie art. 70e ust. 1, zgodnie z którym zwiększono poziom ceny referencyjnej do 95% dla mikro i małych instalacji, co odpowiada aktualnym potrzebom sektora rolnego w zakresie zagospodarowania wszelkiego rodzaju produktów ubocznych. Zmiana w zakresie art. 70e ust. 2 stanowi zmianę redakcyjną.

W pkt 26 wprowadzono zmianę terminu obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej lub prawo do pokrycia ujemnego salda, wskazując datę 30 czerwca 2039 r. jako datę graniczną.

W pkt 27, w związku z postulatami, jakie pojawiły się ze strony Prezesa URE oraz Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, doprecyzowano brzmienie art. 72a tak, by nie budziło ono wątpliwości interpretacyjnych oraz jednoznacznie określało, że dyspozycja przedmiotowej normy nie obejmuje podmiotów innych niż te, które po rozpoczęciu wytwarzania energii elektrycznej zamierzają przystąpić do aukcji na zasadach jak dla tzw. „nowych instalacji”.

W pkt 28 wydłużono możliwy wiek urządzeń montowanych w instalacjach OZE uczestniczących w aukcjach „dla nowych instalacji” z okresu 36 do 42 miesięcy. W przypadku instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego wiek ten wydłużono z 18 miesięcy do 24 miesięcy, a w przypadku instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie z 24 miesięcy do 33 miesięcy. Zmiana jest konsekwencją wydłużenia okresu realizacji inwestycji, określonego w pkt 27 projektu.

W pkt 29 w katalogu koniecznych do przedłożenia dokumentów w ramach procedury poprzedzającej wydanie przez Prezesa URE zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji nowych źródeł wytwórczych OZE, uchylono punkt wymagający dodatkowo przedłożenia decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, jak również przedłożenia dokumentów

lokalizacyjnych planowanej instalacji. Zgodnie z przepisami ustawy - Prawo budowlane, decyzja środowiskowa o ile jest wymagana na gruncie ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, stanowi niezbędny załącznik do wydania decyzji o pozwoleniu na budowę. Decyzja ta weryfikowania jest więc w toku odrębnego postępowania administracyjnego przez właściwe organy. Dlatego też, wystarczające jest przedłożenie prawomocnego pozwolenia na budowę w procesie oceny zaawansowania przedsięwzięcia inwestycyjnego, jako warunku dopuszczenia danej instalacji do aukcji.

Ponadto projektowana zmiana przyczyni się do rozszerzenia kręgu podmiotów mogących wziąć udział w aukcjach OZE, o podmioty legitymujące się prawomocną decyzją o pozwoleniu na budowę, oraz ostatecznym w trybie administracyjnym pozwoleniem środowiskowym, a tym samym zapewnienia maksymalnego poziomu konkurencyjności w poszczególnych koszykach aukcyjnych.

Dodatkowo, usunięto nadmiarowy wymóg przedstawienia dokumentów potwierdzających wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, na podstawie których lokalizowana będzie projektowana instalacja. Należy wskazać, iż pozwolenie na budowę oraz dokumenty przyłączeniowe stanowią wystarczającą przesłankę do przeprowadzenia przez Prezesa URE oceny formalnej przygotowania wytwórców do realizacji inwestycji.

W pkt 30 doprecyzowano art. 77, wskazując iż okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu może zostać ograniczony przez ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia wydanego na podstawie art. 77 ust. 3.

W pkt 31 dodano art. 77a ustanawiający obowiązek uzgodnienia z ministrem właściwym do spraw energii planowanego terminu przeprowadzenia aukcji oraz ilości i wartości oferowanej energii w danej aukcji. Dodatkowo doprecyzowano, że w przypadku nie przedstawienia uwag przez ministra w terminie 14 dnia od dnia przekazania harmonogramu, uznaje się go za uzgodniony, tak aby wykluczyć ewentualną zwłokę w procedurze ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji.

W pkt 32 zaproponowano zmianę w zakresie składanej oferty przez uczestnika aukcji, zobowiązując uczestnika do wskazania planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca będzie korzystać z aukcyjnego systemu wsparcia, jak również planowanej ilości

energii do sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego. Ze względu na złożony proces inwestycyjny realizacji instalacji odnawialnego źródła energii, zasadnym jest wskazanie przez uczestnika aukcji planowanej daty rozpoczęcia korzystania z systemu. Jednocześnie ze względu na zmienny charakter produkcji energii elektrycznej niektórych źródeł, uczestnik winien wskazać planowaną ilość energii elektrycznej, jako że w niektórych przypadkach poziom produkcji będzie od niego niezależny. Dodatkowo, proponuje się wprowadzić zmiany, poprzez dodanie nowych ust. 9-12, wprowadzających przepisy umożliwiające uczestnikowi aukcji na przeprowadzenie aktualizacji oferty w zakresie dotyczącym planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia lub alokacji energii do poszczególnych lat wskazanych w ofercie oraz mocy zainstalowanej instalacji. Proponowane zmiany wynikają również ze złożonego procesu inwestycyjnego, dla którego określenie precyzyjnej daty zakończenia inwestycji na etapie składania oferty jest niemożliwe. Tym samym, pozwala się uczestnikom modyfikować ofertę na dalszym etapie w taki sposób, aby wskazanie daty przystąpienia do systemu było bardziej precyzyjne.

W pkt 33 proponuje się doprecyzować okres wskazany w art. 81 ust. 2, w którym Prezes URE zobligowany jest do publikacji informacji o wynikach aukcji lub jej unieważnieniu, określając, że wynosi on 21 dni.

W pkt 34 proponuje się uchylić w art. 83 w ust. 1 pkt 1 dotyczący obowiązku (nałożonego na wytwórców, których oferta wygrała aukcję) przekazywania Prezesowi URE informacji o stanie realizacji harmonogramu. Należy wskazać, że z praktyki organu (Prezes URE) wynika, iż przedstawianie informacji o stanie realizacji harmonogramu, stanowi nadmiarowy obowiązek nałożony na wytwórców. Dodatkowo w ust. 2 doprecyzowano, że rozliczenie obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego przez wytwórcę, który wygrał aukcję, dokonywane jest w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3.

W pkt 35 rozszerza się w art. 84 zakres kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń przez Prezesa URE o oświadczenia składane na podstawie art. 72a ust. 2. Ponadto doprecyzowano, że kontrola oświadczeń składanych na podstawie art. 72a ust. 2 może zostać przeprowadzona nie później niż 30 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji.

W pkt 36 proponuje się zmianę terminu obowiązku zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego, wskazując datę 30 czerwca 2039 r. jako datę graniczną, jak również wprowadzenie korekty redakcyjnej w art. 92, rozszerzając zakres dyspozycji zawartej w ust. 6a o ust. 1-6 tego artykułu. Należy wskazać, iż poprzednie brzmienie ust. 6a stanowiło sankcję jedynie w zakresie realizacji obowiązku zakupu z ust. 6.

W pkt 37, zgodnie z wnioskiem Zarządcy Rozliczeń SA z dnia 3 października 2018 r., zaproponowano zmianę brzmienia art. 93, poprzez modyfikację zasady rozliczenia dodatniego salda wskazując, iż zwrot dodatniego salda nie powinien przekroczyć wysokości wypłaconego ujemnego salda wytwórcy. Należy zaznaczyć, iż wprowadzenie niniejszej zmiany jest kluczowe, ze względu na kwestię rozliczania pomocy publicznej, która to pomoc udzielona wytwórcom, nie może stanowić przychodu operatora rozliczeń.

W pkt 38 proponowane zmiany mają na celu uzupełnienie rozwiązań wprowadzonych do ustawy OZE przez ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Propozycja doprecyzowuje konsekwencje ewentualnego uznania, że dana instalacja nie była w poprzednim roku rozliczeniowym w rzeczywistości instalacją, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a ustawy OZE. W przypadku niespełnienia wymogu pełnej wysokosprawnej kogeneracji ma następować zwrot tylko nadmiaru pomocy publicznej za energię wytworzoną poza procesami wysokosprawnej kogeneracji. Kwotę podlegającą zwrotowi oblicza się poprzez porównanie skorygowanych cen zakupu energii elektrycznej obliczonych dla przypadków, w których dana instalacja stanowiłaby oraz nie stanowiłaby instalacji wytwarzającej energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji. Pozostałe zmiany, w tym zmiany w ust. 4 i 5, doprecyzowują zasady postępowania i wyliczania ewentualnej nadmiarowej pomocy publicznej podlegającej potrąceniu lub zwrotowi.

W pkt 39 proponuje się dodać art. 93b wprowadzający regulacje umożliwiającą rozliczanie ujemnego salda za pośrednictwem formularza elektronicznego.

W pkt 40–45 wprowadza się przepisy pozwalające usprawnić obrót gwarancjami pochodzenia, zarówno na rynku lokalnym jak i międzynarodowym. Proponowane zmiany wprowadzają przepisy zapewniające zgodność gwarancji pochodzenia z normami obowiązującymi w ramach państw zrzeszonych w ramach Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA), stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub państwie członkowskim Wspólnoty Energetycznej.



Wzmocnienie narzędzi gwarancji pochodzenia oraz umożliwienie obrotu tymi gwarancjami na arenie międzynarodowej pozwoli na optymalizację przychodów wytwórców, bazując na dobrowolnym wsparciu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE przez odbiorców energii.

W art. 120 ust. 1 doprecyzowano definicję gwarancji pochodzenia tak, by uwzględniała, że gwarancje pochodzenia przekazywane są przez Prezesa URE do systemu teleinformatycznego prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii jedynie w formie elektronicznej. Drugim dodanym elementem w ramach definicji jest określenie gwarancji pochodzenia jako jedynego dokumentu poświadczającego odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych. Celem tej zmiany jest uwzględnienie w krajowym porządku prawnym statusu nadawanego gwarancjom pochodzenia przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: „Dyrektywa RED II”) oraz podkreślenie dodatkowych wartości i korzyści środowiskowych, wynikających z wykorzystywania energii z odnawialnych źródeł energii. Powyższa zmiana ma na celu uwypuklenie różnic pomiędzy gwarancjami pochodzenia i świadectwami pochodzenia oraz jednoznaczne odróżnienie gwarancji pochodzenia od stosowanych w systemach wsparcia tzw. zielonych certyfikatów.

Zmiana w art. 120 ust. 3 ma na celu wprowadzenie określenia, które we właściwy sposób oddawałoby zasady obrotu gwarancjami pochodzenia. Jednocześnie warto odnotować, że wcześniejsza propozycja, jaką był „obrót” została odrzucona po uwzględnieniu uwagi złożonej przez Urząd Regulacji Energetyki, odwołującej się do Regulaminu rejestru gwarancji pochodzenia z odnawialnych źródeł energii (dalej: „Regulamin TGE”), zgodnie z którym obrót gwarancjami pochodzenia ma charakter pozagiełdowy i co za tym idzie nie może być uznany za obrót w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych. W oparciu o powyższe stwierdzono, że najbardziej adekwatnym terminem będzie „zbycie”, które koresponduje z treścią Regulaminu TGE, zgodnie z którym gwarancje pochodzenia stanowią przedmiot umów sprzedaży.

Zmiana w art. 121 ust. 3 jest konsekwencją zmiany definicji gwarancji pochodzenia.

Uchylenie art. 122 ust. 6 jest konsekwencją zmian wprowadzonych do art. 124 w zakresie uchylenia ust. 4 i uregulowania kwestii umarzania gwarancji pochodzenia w art. 124a.

W art. 123 ust. 1 dokonano poszerzenia katalogu państw, w których wydane gwarancje pochodzenia mogą zostać uznane przez Prezesa URE o państwa członkowskie Wspólnoty Energetycznej, która zgodnie z Decyzją Rady 2006/500/WE z dnia 29 maja 2006 r. w sprawie zawarcia przez Wspólnotę Europejską Traktatu o Wspólnocie Energetycznej służyć ma tworzeniu zintegrowanego rynku energii elektrycznej i gazu, między innymi poprzez stworzenie jednolitej przestrzeni regulacyjnej dla wymiany energii sieciowej. Rekomendowane rozwiązanie wpisuje się również w przepisy Dyrektywy RED II, zgodnie z artykułem 11 dotyczącym zacieśniania współpracy z państwami trzecimi, w tym Wspólnotą Energetyczną.

Zmiana w art. 124 ust. 2 pkt 2 jest konsekwencją przyjęcia zmiany opisanej powyżej.

Uchylenie art. 124 ust. 4 wynika z dookreślenia trybu potwierdzania umorzenia gwarancji pochodzenia w dodanym art. 124a. Zmiana w zakresie uchylenia art. 124 ust. 5–6 ma na celu dostosowanie istniejących przepisów do stanu faktycznego, zgodnie z którym fakt przekazywania gwarancji pochodzenia jest odnotowany w rejestrze z chwilą przekazania i nie wymaga dodatkowych obciążeń nakładanych na wytwórców i podmioty posiadające konto w rejestrze.

W dodanym art. 124a wprowadzone zostały przepisy dookreślające przebieg procesu kończącego się umorzeniem gwarancji pochodzenia oraz potwierdzania tego faktu przez podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia na wniosek podmiotu, który dokonuje umorzenia. Wprowadza się również możliwość dobrowolnego określenia przyczyny dokonywanego umorzenia. Co więcej, jednoznacznie wskazano, że poinformowanie odbiorcy końcowego o pochodzeniu energii elektrycznej dla której wydano gwarancję pochodzenia możliwe jest jedynie po jej uprzednim umorzeniu i uzyskaniu potwierdzenia tego umorzenia. Zmiany przewidziane w art. 124a mają na celu uszczelnienie systemu i zwiększenie jego przejrzystości doprecyzowując kluczową dla całego systemu kwestię umorzenia gwarancji pochodzenia.

W pkt 46 dotyczącym zmiany w art. 128, wprowadzono zmiany dostosowując zakres zadań do właściwości wynikających z ustawy z dnia 7 września 1997 r. o działach administracji rządowej.

Proponowana zmiana w pkt 47, w odniesieniu do art. 135, ma na celu ujednoczenie nazewnictwa obowiązującego w ustawie zmienianej w art. 1 w zakresie hydroenergii.

W zakresie proponowanej zmiany w pkt 48, dotyczącej art. 136 ust. 4 pkt 2, rozszerza się katalog kierunków i specjalności ukończenia studiów wyższych o kierunek „energetyka”, pozwalający uzyskać certyfikat instalatora instalacji odnawialnego źródła energii, bez konieczności zdania dodatkowego egzaminu.

W pkt 49 proponuje się doprecyzować przepisy art. 168 pkt 15, dotyczącego wyłączenia z przepisów sankcyjnych sytuacji, w których wytwórca wytworzył energię elektryczną w ilości mniejszej niż 85% wolumenu zgłoszonego w ofercie aukcyjnej, na skutek wystąpienia okoliczności określonych w art. 83 ust. 3b ustawy zmienianej w art. 1. Jednocześnie, proponuje się uchylenie pkt 26 tego artykułu.

W pkt 50 proponuje się rozszerzenie katalogu przypadków, w których zostaje wymierzona wysokość kary pieniężnej o art. 168 pkt 9a oraz uchylenie w art. 170 ust. 4 pkt 3, jako konsekwencję wprowadzonej zmiany opisanej w pkt49.

W pkt 51 proponuje się dodać art. 184d pozwalający wytwórcom planującym udział w aukcji w 2019 r. przedłużyć termin dostarczenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej przed dniem 30 czerwca 2021 r. Uzasadnieniem proponowanej zmiany jest konieczność zapewnienia możliwości realizacji inwestycji mogących wziąć udział w tegorocznych i przyszłorocznych aukcjach.

Dodatkowo należy stwierdzić, że projekt zawiera zmiany, które są wynikiem prac Międzyresortowego Zespołu do spraw Ułatwienia Inwestycji w Prosumenckie Instalacje Odnawialnych Źródeł Energii, powołanego Zarządzeniem nr 16 Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 lutego 2019 r., a pracującego pod przewodnictwem Ministra Przedsiębiorczości i Technologii.

Celem pracy ww. Zespołu oraz proponowanych przepisów jest m.in. identyfikacja i eliminacja barier i obciążeń prawnych utrudniających rozwój prosumenckiego modelu produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, czego efektem jest proponowany pierwszy pakiet propozycji zmian legislacyjnych.

Celem przedmiotowych zmian jest usunięcie zidentyfikowanych barier oraz obciążeń regulacyjnych w szczególności dla rozwoju wykorzystywania odnawialnych źródeł energii przez sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorców oraz przez gospodarstwa domowe, ze

szczególne uwzględnieniem eliminacji formalno-prawnych barier dla rozwoju wykorzystywania mikroinstalacji w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, które to rozwiązania wspierają rozwój prosumenckiego wytwarzania energii elektrycznej.

Zamierzeniem przedmiotowego projektu ustawy jest w szczególności:

- 1) rozszerzenie definicji prosumenta energii odnawialnej tak, aby możliwe było wykorzystanie potencjału małych i średnich przedsiębiorstw w zakresie produkcji energii z mikroinstalacji;
- 2) doprecyzowanie zasad stosowania tzw. instrumentu „opustów” w tym w szczególności objęcie tym instrumentem prosumentów energii odnawialnej będących przedsiębiorcami;
- 3) wprowadzenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców dysponujących mikroinstalacjami na zasadach innych niż sprzedawca zobowiązany;
- 4) doprecyzowania zasad przełączania mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, w tym wprowadzenie upoważnienia ustawowego do wydania w tym zakresie rozporządzenia;
- 5) doprecyzowanie zasad umożliwiających budowę mikroinstalacji, dla których nie będzie potrzebne uzyskiwanie decyzji o pozwolenia na budowę dla instalacji do 50 kW.

#### 1. Definicja prosumenta energii odnawialnej

Dostrzegając konieczność rozwoju prosumenckiego wytwarzania energii elektrycznej w ramach przedstawionego projektu zmian art. 2 ustawy OZE dokonuje się ujednoczenia siatki pojęciowej wskazującej jakie podmioty mogą być traktowane jako prosumenci energii odnawialnej będący odbiorcami końcowymi, który dodatkowo wytwarzają energię elektryczną na własne potrzeby. W ramach niniejszej ustawy przewiduje się objęcie pojęciem prosumenta energii odnawialnej nowych kategorii odbiorców końcowych w tym w szczególności przedsiębiorców, dla których wytwarzanie energii elektrycznej jako prosument energii odnawialnej nie stanowi przedmiotu ich przeważającej działalności gospodarczej regulowanej przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649 i 730).

W tym kontekście zmiany wymagała zarówno sama definicja prosumenta energii odnawialnej zawarta w art. 2 pkt 27a ustawy OZE, jak też sposób wykorzystania tego pojęcia na potrzeby unormowań zawartych w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z

2019 r. poz. 755 i 730). W tym zakresie dokonano też przeglądu ustawodawstwa pod kątem konieczności dostosowania poszczególnych unormowań do nowej treści niniejszej definicji.

## 2. Zasady stosowania tzw. instrumentu „opustów” dla prosumentów energii odnawialnej

Projekt ustawy zakłada kontynuację realizacji podstawowego instrumentu wsparcia dedykowanego dla prosumentów energii odnawialnej, choć w niezbędnym zakresie wprowadza zmiany umożliwiające objęcie tym instrumentem przedsiębiorców, a także doprecyzowuje szereg zidentyfikowanych obciążeń regulacyjnych oraz faktycznych negatywnie wpływających na wykorzystywanie tego instrumentu.

Przede wszystkim z instrumentu „opustów” będą mogli skorzystać przedsiębiorcy, którzy będą mieli status prosumentów energii odnawialnej, a więc będą wytwarzać energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby z możliwością częściowego „zmagazynowania” wprowadzonych nadwyżek energii elektrycznej poprzez dokonanie odpowiedniego rozliczenia przez sprzedawcę energii. W tym kontekście rozliczenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej, będącego przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy - Prawo przedsiębiorców, wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji następować będzie w stosunku ilościowym 1 do 0,7, natomiast w mikroinstalacji o mocy zainstalowanej do 10 kW w stosunku ilościowym 1 do 0,8. Pozostająca w dyspozycji sprzedawcy energii nadwyżka ma na celu pokrycie kosztów związanych z dokonywaniem rozliczeń w tym w szczególności koszty dystrybucji energii elektrycznej przerzuconych na tych sprzedawców. Wprowadzone rozróżnienie motywowane jest wielkością wykorzystywanych instalacji OZE, z których prosumenci energii odnawialnej będą mogli wykorzystywać wyłącznie mikroinstalacje, które przynoszą mniejszy efekt ekonomiczny po stronie odbiorcy końcowego. W związku z powyższym, aby zachować ekwiwalentność świadczeń ponoszonych przez prosumentów energii odnawialnej oraz sprzedawców energii elektrycznej zaproponowano rozróżnienie wielkości tzw. opustu.

Dla zintensyfikowania unormowań zachęcających do wytwarzania energii elektrycznej przez prosumentów energii odnawialnej doprecyzowano, że zgromadzona przez danego prosumenta nadwyżka z danego okresu rozliczeniowego przechodzi na kolejne okresy, co uniemożliwi stosowanie nagannych praktyk dotyczących instalacji fotowoltaicznych zakładających wprowadzanie krótkich okresów rozliczeniowych uniemożliwiających rozliczenie nadwyżek

zgrupowanych w okresie letnim na potrzeby deficytu przypadającego na okres zimowy, co powinno być istotą instrumentu „opustów”.

W projekcie ustawy pozostawiono obowiązek stosowania umów kompleksowych przez sprzedawców dokonujących „opustu”, celem ułatwienia dokonywania wzajemnych rozliczeń, ale wprowadzono unormowania zakładające obowiązek zawarcia odpowiednich umów między operatorami systemów dystrybucyjnych, a wybranym przez prosumenta energii odnawialnej sprzedawcą energii, które mają umożliwić dokonywanie przez tego sprzedawcę rozliczenia energii elektrycznej w ramach instrumentu „opustu”.

### 3. Zasady sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w mikroinstalacji

Dotychczasowy obowiązek dokonywania zakupu energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji nadal będzie spoczywał wyłącznie na sprzedawcy zobowiązanym, niemniej w projektowanym art. 41 ust. 1a zaproponowano rozwiązanie umożliwiające sprzedaż energii elektrycznej z mikroinstalacji wybranemu przez wytwórcę podmiotowi innemu niż sprzedawca zobowiązany. Podmioty te będą mogły sprzedawać tę energię albo jej nadwyżki na zasadach innych niż obowiązek sprzedawcy zobowiązanego, a więc po ustalonej cenie, wybierając jednocześnie podmiot (sprzedawcę energii), który będzie dokonywał zakupu tych nadwyżek. W związku z powyższym sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórcę z mikroinstalacji albo wytwórcę, o którym mowa w art. 19 ust. 1 ustawy OZE, będzie odbywała się na zasadach rynkowych.

Jeżeli wybrany sprzedawca nie będzie chciał zgodzić się na zakup energii z mikroinstalacji po rynkowych cenach wtedy aktualizuje się obowiązek sprzedawcy zobowiązanego, który nie może odmówić świadczenia takich usług polegających na zakupie po cenie wskazanej w art. 41 ust. 8 ustawy OZE. Podobnie jak w przypadku instrumentu „opustów” wprowadzono również unormowania zakładające obowiązek zawarcia odpowiednich umów między operatorami systemów dystrybucyjnych, a wybranym przez wytwórcę sprzedawcą energii, które mają umożliwić dokonywanie zakupu nadwyżek energii elektrycznej na zasadach określonych w projektowanym art. 41 ust. 1b ustawy OZE.

#### 4. Doprecyzowanie zasad przyłączania do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji

W zakresie zasad przyłączania do sieci elektroenergetycznej zaproponowano zmiany polegające na konieczności wprowadzenia zamkniętego katalogu elementów wchodzących w skład zgłoszenia, co ustandaryzuje praktyki stosowane w tym zakresie przez poszczególnych operatorów systemu dystrybucyjnego. Natomiast szczegółowe zasady przyłączania mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej będą określane w rozporządzeniu wydawanym przez ministra właściwego do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki.

#### 5. Zliberalizowanie zasad budowy małych instalacji oraz mikroinstalacji OZE

W zakresie zasad zagospodarowania przestrzennego doprecyzowano dotychczasową zasadę dotyczącą planu zagospodarowania przestrzennego, który umożliwiając lokalizację budynków powinien umożliwić również lokalizowanie na nich mikroinstalacji wykorzystujących nie tylko technologię wiatrową, ale w szczególności fotowoltaiczną, którą najprościej zintegrować z budynkami mieszkalnymi.

Ze względu na rozbieżności judykatury, interwencji ustawodawcy wymagała również kwestia kwalifikowania budowy urządzeń wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych do kategorii urządzeń infrastruktury technicznej w rozumieniu art. 61 ust. 3 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Unormowania te przesądzą lub nie o wymaganiu, przy ustalaniu warunków zabudowy dla tych urządzeń infrastruktury technicznej spełnienia zasady dobrego sąsiedztwa oraz warunku dostępu do drogi publicznej. Rozbieżność ta wynika z braku zdefiniowania pojęcia urządzenia infrastruktury technicznej, co powoduje konieczność odwołania się do przepisów innych ustaw i stosowania ich wykładni. Z jednej strony prezentowany jest pogląd, według którego urządzenia wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych energii stanowią urządzenia infrastruktury technicznej, a tym samym nie wymaga się przy ustalaniu warunków zabudowy realizacji zasady dobrego sąsiedztwa (wyrok NSA z 2017-09-27 II OSK 158/16, wyrok NSA z 2017-06-21 II OSK 2637/15, wyrok NSA z 2012-11-13 II OSK 762/12). Natomiast stosownie do poglądu przeciwnego, urządzenia służące wytwarzaniu energii elektrycznej nie mogą być zakwalifikowane do urządzeń infrastruktury technicznej w rozumieniu art. 61 ust. 3 ustawy (wyrok NSA z 2015-05-29 II OSK 2657/13, wyrok WSA w Szczecinie z 2017-09-07 II SA/Sz 678/17, wyrok WSA w Olsztynie z 2017-06-27 II SA/Ol 381/17). Istotą pojęcia „urządzenie

infrastruktury technicznej” jest to, że powstaje ono zawsze dla obsługi określonych jednostek przestrzenno-gospodarczych. Infrastruktura wspiera działalność produkcyjną, służy rozwojowi produkcji i konsumpcji, ale sama nie bierze bezpośredniego udziału w produkcji. Urządzenia te z założenia nie naruszają zastanej funkcji w zakresie zabudowy i zagospodarowania terenu. Natomiast obiekty wytwarzające energię z odnawialnych źródeł, w tym np. elektrownie słoneczne, z reguły wprowadzają nowy sposób zagospodarowania terenu. Ponadto należy podkreślić, że urządzenia wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych służą działalności produkcyjnej, natomiast urządzenia infrastruktury technicznej są urządzeniami do przesyłania. W związku z rozbieżnością orzecznictw, z punktu widzenia potrzeb procesu inwestycyjnego w branży odnawialnych źródeł energii przeżywającej dynamiczny rozwój, zaproponowano rozszerzenie art. 61 ust. 3 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym o instalacje odnawialnego źródła energii. Przy ustalaniu warunków zabudowy dla tych instalacji nie będzie wymagane spełnienia zasady dobrego sąsiedztwa oraz warunku dostępu do drogi publicznej. Tym samym zapis potwierdza, że urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł nie stanowią urządzeń infrastruktury technicznej.

#### 6. Efekty i koszty wejścia w życie przepisów

Według aktualnych danych, na koniec I kw. 2019 r., przyłączonych zostało łącznie ok 65 tys. mikroinstalacji, z czego w samym I kw. 2019 r. przyłączonych do sieci zostało ok. 11 tys. takich instalacji, co pokazuje trend w zakresie powstawania instalacji tego typu.

Po wejściu w życie przepisów przewidzianych niniejszą ustawą, w tym w szczególności objęciem opustami przedsiębiorców, co polepszy ekonomikę inwestycji w mikroinstalacje OZE, prognozuje się, że w 2019 r., z uwagi na termin wejścia w życie przepisów, przyłączonych zostanie ok. 3000 mikroinstalacji o łącznej mocy 50–100 MW.

W kolejnych latach szacuje się, że rocznie powstawać będzie ok. 10 000 nowych mikroinstalacji, a łączna moc przyłączonych mikroinstalacji może wynieść ok. 250 MW.

W proponowanych rozwiązaniach stawki w systemie opustów pozostają niezmiennione w konsekwencji system opustów jest neutralny z punktu widzenia pomocy publicznej. Podobnie w zakresie sprzedaży energii elektrycznej, ponieważ cena kształtowana jest rynkowo, zatem mechanizm sprzedaży pozostają także neutralny.



Należy również wyjaśnić, iż dla istniejących systemów wsparcia, oprócz systemu świadectw pochodzenia, przedłużono do dnia 31 grudnia 2039 r. maksymalny termin, w jakim możliwe będzie, przez okres 15 lat, uzyskiwanie przez wytwórców wsparcia na podstawie ustawy OZE. Taki krąg adresatów ww. zmiany umożliwi zachować ciągłość uzyskiwanego systemu wsparcia przez pełny okres 15 lat, niezależnie od daty „wejścia” do tych systemów. System świadectw pochodzenia został zamknięty z dniem 1 lipca 2016 r., stąd aktualna data 31 grudnia 2035 r. jest wystarczająca i nie wymaga interwencji ustawowej.

#### 7. Definicja spółdzielni energetycznej

Zmiany w zakresie spółdzielni energetycznej są również wynikiem prac Międzyresortowego Zespołu do spraw Ułatwienia Inwestycji w Prosumenckie Instalacje Odnawialnych Źródeł Energii.

Dostrzegając konieczność rozwoju spółdzielni energetycznych w ramach przedstawionego projektu zmian art. 2 ustawy OZE dokonuje się ujednolicenia siatki pojęciowej wskazującej jakie podmioty mogą być traktowane jako spółdzielnie energetyczne i członkowie tych spółdzielni.

#### 8. Zasady stosowania tzw. instrumentu „opustów” wobec spółdzielni energetycznych

Projekt ustawy zakłada rozszerzenie realizacji podstawowego instrumentu wsparcia dedykowanego dotychczas tylko dla prosumentów energii odnawialnej.

Przede wszystkim z instrumentu „opustów” będą mogły korzystać również spółdzielnie energetyczne, które będą wytwarzać energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby z możliwością częściowego „zmagazynowania” wprowadzonych nadwyżek energii elektrycznej poprzez dokonanie odpowiedniego rozliczenia przez sprzedawcę energii. W tym kontekście rozliczenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię energetyczną następować będzie w stosunku ilościowym 1 do 0,6. Pozostająca w dyspozycji sprzedawcy energii nadwyżka ma na celu pokrycie kosztów związanych z dokonywaniem rozliczeń w tym w szczególności koszty dystrybucji energii elektrycznej przerzuconych na tych sprzedawców.

Dla zintensyfikowania unormowań zachęcających do wytwarzania energii elektrycznej przez spółdzielnie energetyczne unormowano, że zgromadzono przez daną spółdzielnię nadwyżka z danego okresu rozliczeniowego przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na kolejne 12 miesięcy od daty wprowadzenia tej energii do sieci.

W projekcie ustawy pozostawiono obowiązek stosowania umów kompleksowych przez sprzedawców dokonujących „opustu”, celem ułatwienia dokonywania wzajemnych rozliczeń.

## **Art. 2**

Zmiana proponowana w art. 2 pkt 1 projektu, dotyczy zmiany brzmienia art. 5 ust. 2a ustawy – Prawo budowlane i rozszerza przedmiot zalecenia dotyczącego budynków użytkowanych przez jednostki sektora finansowego o stosowanie urządzeń umożliwiających wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii. W zakresie przepisu art. 29 ust. 2 pkt 16 ustawy – Prawo budowlane, proponowana korekta została uzgodniona z Ministerstwem Spraw Wewnętrznych i Administracji i sprowadza się do doprecyzowania, że obowiązek uzgadniania projektu budowlanego pod kątem przepisów przeciwpożarowych oraz zawiadomienia organów Państwowej Straży Pożarnej dotyczy instalacji fotowoltaicznych (PV) o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 6,5 kW.

Jednocześnie trzeba zaznaczyć, iż instalacje PV same w sobie nie przyczyniają się do zwiększenia ryzyka pożaru, a mogą jedynie stanowić przeszkodę w jego efektywnym gaszeniu. Z danych uzyskanych z Polskiego Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej opracowanych przez TÜV Rheinland we współpracy z instytutem Systemów Energetyki Słonecznej im. Fraunhofera, wynika, iż instalacja PV była powodem pożaru jedynie w 0,016% ogółu instalacji PV w Niemczech (badania prowadzone w 2015 r, na grupie 1,3 milionów instalacji PV).

Z drugiej strony należy stwierdzić, iż rozwiązania w innych krajach, w tym w Niemczech – jednym z największych rynków fotowoltaicznych i prosumenckich na świecie – kwestia zapewnienia bezpieczeństwa przeciwpożarowego (w tym bezpieczeństwa strażaków) oparta jest na zasadzie ograniczonego zaufania. W jednym z badań branżowych (Fraunhofer ISE 2017) przeprowadzonym na terenie tego kraju stwierdzono, że systemy fotowoltaiczne nie stanowią szczególnego zagrożenia dla strażaków, o ile strażacy przestrzegają zasad bezpieczeństwa. Systemy PV mogą być obsługiwane w taki sam sposób jak inne urządzenia pod napięciem. Zgodnie z wynikami prac badawczych przeprowadzonych przez BRE National

Solar Center (BRE 2017b), wyłączniki systemów PV w obwodzie DC są nadal postrzegane jako niesprawdzona technologia. Instalacja takich urządzeń może zapewnić strażakom fałszywe poczucie bezpieczeństwa, co może prowadzić do wypadków, urazów lub pogorszenia, ponieważ uszkodzony układ fotowoltaiczny może nadal być zasilany energią. Zalecenia dla niemieckich strażaków i służb ratowniczych w przypadku incydentu, który może spowodować ryzyko kontaktu z elektrycznymi instalacjami pod napięciem, mają również zastosowanie do systemów PV. Niemiecka norma VDE 0132:2008 „Gaszenie pożarów w instalacjach elektrycznych lub w ich pobliżu”, określa odległości bezpieczeństwa dla służb ratowniczych, które powinny pomóc im uniknąć ryzyka porażenia prądem, gdy znajdują się blisko części pod napięciem podczas gaszenia pożaru, w tym potencjalnie uszkodzonego systemu fotowoltaicznego. W przypadku instalacji fotowoltaicznej o maksymalnym napięciu do 1,5 kV, VDE 0132:2008 zaleca minimalną bezpieczną odległość 1 m, jeśli gasi się pożar za pomocą rozpylonego strumienia wody i 5 m przy użyciu ciągłego strumienia wody. Podobne rozwiązania stosowane są m.in. w Austrii. Ostatecznie projektodawca stoi na stanowisku, iż wprowadzenie jakichkolwiek nowych rozwiązań w kwestii ochrony przeciwpożarowej dla mikroinstalacji PV należałoby odsunąć do czasu przeprowadzenia szczegółowej analizy jak ww. problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE.

### **Art. 3**

W art. 3 wprowadza się zmianę dotyczącą zwiększenia kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania kwestii spornych, związanych z obowiązkiem przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji energii, w przypadku odmowy dostosowania terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej.

Ponadto zaproponowano aby koncesje na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania energii przez instalacje odnawialnego źródła energii, wydawane były po raz pierwszy dla danej instalacji wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania tej energii:

- 1) spełniają wymagania określone w art. 74 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii albo

- 2) posiadają ważne potwierdzenie zgodności z certyfikowanym typem urządzenia lub deklarację zgodności z właściwymi normami wystawione przez ich producenta dla danej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz zostały wyprodukowane nie wcześniej niż 72 miesiące przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji.

Dodatkowo proponuje się zmianę w art. 47 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w wyniku konieczności dostosowania przepisów do zmian dokonanych w tej ustawie w związku z wejściem w życie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2019 r. poz. 42 i 214).

#### **Art. 4**

W art. 4 wprowadzono zmiany do ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, modyfikując dotychczasową zasadę dotyczącą planu zagospodarowania przestrzennego i lokalizacji budynków, umożliwiając lokalizowanie na nich mikroinstalacji wykorzystujących nie tylko technologię wiatrową, ale w szczególności fotowoltaiczną.

#### **Art. 5**

W art. 5 wprowadzono zmianę do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych mającą na celu usunięcie kolizji art. 13 ust. 2 tej ustawy z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret drugie ustawy OZE. Proponowana zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych przewiduje, że do pozwoleń na budowę dotyczących elektrowni wiatrowych, dla których nie wydano decyzji o pozwolenie na użytkowanie w terminie, o którym mowa w art. 13 ust. 2, stosuje się przepis art. 37 ust. 2 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, przyjmując, że terminy w nim określone liczy się od dnia upływu terminu, o którym mowa w art. 13 ust. 2. W przypadku aukcji dla odnawialnych źródeł energii planowanych do przeprowadzenia w 2019 r. termin ustawowy na sprzedaż po raz pierwszy energii do sieci w ramach kontraktu aukcyjnego, określony w niniejszym projekcie dla instalacji elektrowni wiatrowych na 33 miesiące, nie będzie mógł zostać w pełni wykorzystany, z uwagi na wcześniejszy upływ terminu na uzyskanie pozwolenia na użytkowanie (skutkującego utratą pozwolenia budowlanego). Przedmiotowa zmiana ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia pewności obrotu gospodarczego, w tym uczestników aukcji w ramach

dedykowanego dla tej technologii koszyka aukcyjnego. Jednocześnie zniesienie opisywanej kolizji przyczyni się do podniesienia poziomu zaufania uczestników rynku do państwa i stanowionego przez nie prawa. Zmiana sprzyjała będzie obniżeniu poziomu indywidualnego ryzyka inwestycyjnego przedsiębiorców w kontekście poszukiwania finansowania na realizację instalacji odnawialnego źródła energii, po wygranej aukcji. Tym samym, opisywana zmiana jest również niezbędna z punktu widzenia potrzeby zapewnienia możliwie wysokiego poziomu konkurencyjności wśród uczestników aukcji w 2019 r. Brak projektowanej zmiany skutkować może niższym zainteresowaniem inwestorów udziałem w aukcji, a w konsekwencji zagrożeniem realizacji celu OZE na 2020 rok.

W art. 6–9 zawarto przepisy przejściowe i dostosowujące.

W art. 10 ustawy proponuje się określić poziomy obowiązek, o którym mowa w art. 59 ustawy zmienianej w art. 1, na rok 2020. Celem określenia poziomu na rok 2020 jest wykazanie krótkoterminowej perspektywy kształtowania się obowiązku umarzania świadectw pochodzenia. Dzięki zastosowaniu tego mechanizmu, podmioty zobowiązane mogą planować zakup świadectw pochodzenia już na lata następne po cenach konkurencyjnych, co spowoduje efektywne obniżenie kosztów obciążenia systemem wsparcia odbiorców końcowych.

W art. 11 zawarto przepis przejściowy dotyczący art. 70e ust. 1, który stosuje się do instalacji, dla których do dnia wejścia w życie projektowanej ustawy zostały złożone deklaracje, o których mowa w art. 70b ust. 1.

W art. 12 określono maksymalną ilość energii elektrycznej i jej wartość przeznaczoną do sprzedaży w aukcjach na 2019 r.

W art. 13 proponuje się określić warunki na jakich w 2019 roku zostaną przeprowadzone aukcje na zakup energii z instalacji odnawialnych źródeł energii. Proponowane przepisy definiują zasady przeprowadzenia aukcji przez Prezesa URE.

Uzasadnieniem proponowanych zapisów jest stymulacja rozwoju odnawialnych źródeł energii przy założeniu konkurencyjnych warunków cenowych. Należy wskazać, że w perspektywie rosnących cen energii elektrycznej oraz rozstrzygnięć aukcji w 2018 r., zakontraktowane poziomy cenowe na podstawie składanych ofert, pozostają na bardzo konkurencyjnym poziomie w stosunku do cen energii na rynku hurtowym. Tym samym stymulacja rozwoju

odnawialnych źródeł energii przyczyni się co najmniej do spowolnienia lub nawet obniżenia cen energii dla odbiorców końcowych. Dodatkowo intensyfikacja rozwoju odnawialnych źródeł energii pozwoli na zwiększenie udziału produkcji energii elektrycznej z OZE, co stanowi ważny argument w perspektywie osiągnięcia celów w 2020 r.

W art. 14–25 zawarto przepisy przejściowe i dostosowujące.

W art. 26 określono klauzulę zawieszającą obowiązywanie niektórych przepisów (art. 39 ust. 4, art. 39a ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 70f ust. 1, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 79 ust. 9–12, art. 92 ust. 6 i 6a oraz art. 93a ustawy zmienianej w art. 1) do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o ich zgodności z rynkiem wewnętrznym, albo uznania przez Komisję, że zmiany przewidziane w niniejszej ustawie nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Projektowany w art. 27 przepis przewiduje zabezpieczenie środków niezbędnych do sfinansowania działań dostosowawczych w obszarze Internetowej Platformy Aukcyjnej.

System IPA jest nowoczesnym narzędziem służącym nie tylko do przeprowadzania aukcji, ale także realizuje szereg funkcji umożliwiających kompleksową i intuicyjną obsługę wytwórców: od złożenia wniosku/deklaracji, przez złożenie oferty, zagwarantowanie bezpiecznego i szybkiego rozstrzygnięcia aukcji, po funkcjonalności umożliwiające składanie corocznych sprawozdań i rozliczanie wytwórców z ilości wytwarzanej energii w systemie aukcyjnym. Po rozstrzygnięciu aukcji dane systemowe są eksportowane do systemów operatora rozliczeń energii odnawialnej i sprzedawców zobowiązanych a także umożliwiają szybkie przygotowanie raportów dla ministra właściwego ds. energii.

Dzięki zaprojektowanym środkom finansowym, możliwe będzie przeprowadzanie i rozstrzygnięcie aukcji, a także obsługa wytwórców aplikujących o wsparcie FIT i FIP.

W pierwszej kolejności niezbędne jest objęcie systemu wsparciem utrzymaniowym. Kwota 2 500 000 zł przewidywana jest do pełnego przeprowadzenia zamówienia w zakresie wynikającym z nowelizacji. Środki finansowe przewidziane na lata 2021-2028 umożliwią przeprowadzenie niezbędnych działań rozwojowych, w tym zabezpieczających utrzymanie i prawidłowe funkcjonowanie systemu IPA w przyszłości, gwarantując bezpieczeństwo zgromadzonych danych oraz rozliczalność wytwórców, którzy będą funkcjonować w systemie aukcyjnym oraz FIT/FIP.

W art. 28 projektu wskazano, że ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art.1 pkt 1 lit. a, pkt 10 lit. b oraz pkt 29 lit. a i art. 3 pkt 11, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2020 r. oraz art. 1 pkt 3 lit. e w zakresie dodawanego art. 4 ust. 14, art. 3 pkt 5 oraz art. 22, które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Proponowany terminy wejścia w życie ustawy umożliwi przeprowadzenie przez Prezesa URE zaplanowanych w 2019 r. aukcji wg znowelizowanych przepisów.

Projekt z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych oraz konsultacji publicznych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingsowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn.zm.).

### **Ocena przewidywanego wpływu regulacji na działalność mikro, małych i średnich przedsiębiorców**

W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do Ministerstwa Energii. Powyższy wniosek wynika z faktu wprowadzenia zróżnicowanych mechanizmów wsparcia, dedykowanych podmiotom o różnej skali działalności. Poziom skomplikowania przepisów prawnych, których adresatami są przedsiębiorcy, jak również nadmiar obowiązków administracyjno-formalnych oddziałuje na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa w znacznie większym stopniu, niż na przedsiębiorstwa duże. Jako rozwiązanie powyższego, przygotowano uproszczone mechanizmy dystrybucji pomocy publicznej, adresowane do podmiotów eksploatujących mikro i małe instalacje odnawialnych źródeł energii.

Zakres wprowadzanych w ramach niniejszej nowelizacji zmian, przewiduje następujące obciążenia administracyjne:

- 1) zmniejszenie obciążeń administracyjnych organów Państwowej Straży Pożarnej, w zakresie wyłączenia obowiązku zatwierdzania projektów budowlanych urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, dla możliwości skorzystania ze zwolnienia z obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę,
- 2) zmniejszenie obciążeń administracyjnych w zakresie kontroli spełnienia warunków niezbędnych dla wydania przez Prezesa URE zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji nowych instalacji OZE, poprzez wykreślenie obowiązku przedłożenia prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Projekt nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

Projekt nie zawiera przepisów technicznych, a tym samym nie wymaga notyfikowania Komisji Europejskiej, zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

W art. 28 projektu wskazano, że ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 1 pkt 1 lit. a, pkt 10 lit. b oraz pkt 29 lit. a i art. 3 pkt 11, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2020 r. oraz art. 1 pkt 3 lit. e w zakresie dodawanego art. 4 ust. 14, art. 3 pkt 5 oraz art. 22, które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia, co odbiega od terminów wskazanych w § 1 ust. 1 uchwały Rady Ministrów nr 20 z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednoczenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych (M.P. poz. 205).

Powyższe odstępienie od ww. terminów nastąpiło zgodnie z § 1 ust. 2 przedmiotowej uchwały. Należy bowiem zauważyć, iż termin wejścia w życie projektowanych przepisów powinien nastąpić przed upływem terminu wynikającego z art. 192 ust. 1 ustawy o OZE. Ponadto projektowany termin umożliwi przeprowadzenie przez Prezesa URE zaplanowanych w 2019 r. aukcji, zgodnie z nowymi przepisami.

### **Zgodność z prawem Unii Europejskiej**

Projektowana regulacja jest zgodna z prawem Unii Europejskiej.



<p><b>Nazwa projektu</b> Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p> <p><b>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące</b> Ministerstwo Energii</p> <p><b>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu</b> Tadeusz Skobel, Podsekretarz Stanu</p> <p><b>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</b> Mariusz Radziszewski (e-mail: Mariusz.Radziszewski@me.gov.pl)</p>	<p><b>Data sporządzenia</b> 2019-06-24</p> <p><b>Źródło:</b> <b>Projekt rządowy</b> <b>Inicjatywa Ministra Energii</b></p> <p><b>Nr w wykazie prac Rady Ministrów</b> UD477</p>
---	---

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Nowelizacja umożliwi przeprowadzenie aukcji na zakup energii elektrycznej z OZE w 2019 roku poprzez wskazanie w przepisach przejściowych, maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej, która będzie przedmiotem sprzedaży.

Zmiany proponowane w nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii (ustawy OZE) wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym oraz oczekiwaniom przedsiębiorców, w szczególności Małych i Średnich (MŚP), które kierowane były do Ministerstwa Energii w związku ze wzrostem cen energii elektrycznej.

Zdiagnozowano następujące, zasadnicze problemy:

- 1) wątpliwości interpretacyjne prawne i redakcyjne w różnych obszarach ustawy OZE,
- 2) ograniczone możliwości prowadzenia obrotu gwarancjami pochodzenia na rynku międzynarodowym oraz nieszczerne procedury w zakresie umarzania gwarancji pochodzenia przedkładanych odbiorcom końcowym, brak podstawy prawnej do dokonania technicznych zmian usprawniających działanie systemu aukcyjnego w odniesieniu między innymi do procesów realizowanych po złożeniu ofert aukcyjnych, w tym możliwości modyfikowania ofert, oraz brak terminu obligującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) do ogłoszenia wyników przeprowadzonych aukcji,
- 3) zbędna procedura dopuszczenia do aukcji instalacji wytwarzających energię przed dniem ogłoszenia aukcji, powodująca wątpliwości interpretacyjne w zakresie identyfikacji kręgu podmiotów dopuszczonych do udziału w aukcji,

- 4) zbyt krótki okres obowiązywania umów przyłączeniowych, wpływających na krąg podmiotów dopuszczonych do udziału w aukcji, a tym samym determinuje zaistnienie warunków konkurencyjności w poszczególnych koszykach aukcyjnych,
- 5) brak rozporządzenia określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji, stanowiącego podstawę do przeprowadzenia aukcji w 2019 r.,
- 6) zbyt ograniczony poziom mocy zainstalowanej kwalifikujący instalacje wykorzystujące biogaz do systemu FIT/FiP,
- 7) zbyt krótki okres na przeprowadzenie postępowań administracyjnych w przedmiocie udzielenia koncesji podmiotom, które wygrały aukcje,
- 8) wątpliwości interpretacyjne w zakresie identyfikacji kręgu podmiotów dopuszczonych do udziału w aukcji, w przypadku instalacji, które rozpoczęły produkcję przed dniem przeprowadzenia aukcji,
- 9) zidentyfikowane bariery rozwoju energetyki prosumenckiej.

Zmiana proponowana w art. 2 projektu, dotyczy zmiany brzmienia art. 29 ust 2 pkt 16 ustawy – Prawo budowlane. Proponowana korekta sprowadza się do określenia obowiązku uzgodnienia projektu budowlanego instalacji fotowoltaicznych (PV) o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 6,5 kW pod kątem ochrony przeciwpożarowej.

Jednocześnie trzeba zaznaczyć, iż instalacje PV same w sobie nie przyczyniają się do zwiększenia ryzyka pożaru, a mogą jedynie stanowić przeszkodę w jego efektywnym gaszeniu. Z danych uzyskanych z Polskiego Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej opracowanych przez TÜV Rheinland we współpracy z instytutem Systemów Energetyki Słonecznej im. Fraunhofera, wynika, iż instalacja PV była powodem pożaru jedynie w 0,016% ogółu instalacji PV w Niemczech (badania prowadzone w 2015 r. na grupie 1,3 milionów instalacji PV).

Z drugiej strony należy poddać analizie rozwiązania z innych krajów, w tym z Republiki Federalnej Niemiec jednego z największych rynków fotowoltaicznych i prosumenckich na świecie, gdzie kwestia zapewnienia bezpieczeństwa przeciwpożarowego (w tym bezpieczeństwa strażaków) oparta jest na zasadzie ograniczonego zaufania. W jednym z badań branżowych (Fraunhofer ISE 2017) przeprowadzonym na terenie tego ww. kraju stwierdzono, że systemy fotowoltaiczne nie stanowią szczególnego zagrożenia dla strażaków, o ile strażacy przestrzegają zasad bezpieczeństwa. Systemy PV mogą być obsługiwane w taki sam sposób jak inne urządzenia pod napięciem. Zgodnie z wynikami prac badawczych przeprowadzonych przez BRE National Solar Center (BRE 2017b), wyłączniki systemów PV w obwodzie DC są nadal postrzegane jako niesprawdzona technologia. Instalacja takich urządzeń może zapewnić strażakom fałszywe poczucie bezpieczeństwa, co może prowadzić do wypadków, urazów lub pogorszenia, ponieważ uszkodzony układ fotowoltaiczny może nadal być zasilany

energiją. Zalecenia dla niemieckich strażaków i służb ratowniczych w przypadku incydentu, który może spowodować ryzyko kontaktu z elektrycznymi instalacjami pod napięciem, mają również zastosowanie do systemów PV. Niemiecka norma VDE 0132:2008 „Gaszenie pożarów w instalacjach elektrycznych lub w ich pobliżu”, określa odległości bezpieczeństwa dla służb ratowniczych, które powinny pomóc im uniknąć ryzyka porażenia prądem, gdy znajdują się blisko części pod napięciem podczas gaszenia pożaru, w tym potencjalnie uszkodzonego systemu fotowoltaicznego. W przypadku instalacji fotowoltaicznej o maksymalnym napięciu do 1,5 kV, VDE 0132:2008 zaleca minimalną bezpieczną odległość 1 m, jeśli gasi się pożar za pomocą rozpylonego strumienia wody i 5 m przy użyciu ciągłego strumienia wody. Podobne rozwiązania stosowane są m.in. w Austrii.

Ostatecznie projektodawca stoi na stanowisku, iż wprowadzenie jakichkolwiek nowych rozwiązań w kwestii ochrony przeciwpożarowej dla mikroinstalacji PV należałoby odsunąć w czasie do czasu przeprowadzenia pogłębionej analizy jak ww. problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE.

W art. 5 zaproponowano przepisy będące odpowiedzią na odnotowany problem dotyczący kolizji obowiązujących przepisów wynikających z ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych – ograniczony czas na uzyskanie pozwolenia na użytkowanie do dnia 16 lipca 2021 r. – z przepisami wynikającymi z ustawy o OZE – określającymi termin ustawowy na wprowadzenie po raz pierwszy energii do sieci (wynikający z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret drugie ustawy OZE).

W projekcie zaproponowano przepisy umożliwiające przeprowadzenia aukcji w 2019 r. dla instalacji odnawialnego źródła energii, będących odpowiedzią na konieczność zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym Polski. Jak wynika z opublikowanego przez Najwyższą Izbę Kontroli (dalej: „NIK”) raportu pn. *Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii* (dalej: „raport NIK”), w wyniku ryzyka niezrealizowania do 2020 r. obowiązkowego minimalnego udziału energii z OZE w całkowitym zużyciu energii brutto na poziomie 15 proc, Polska stanęłaby przed koniecznością dokonania statystycznego transferu energii z OZE z państw członkowskich Unii Europejskiej dysponujących nadwyżką tej energii. Jak wskazuje NIK, koszty tego transferu mogą wynieść nawet 8 mld zł.

Realizacja aukcji w bieżącym roku kalendarzowym w wymiarze sumarycznym zakładającym przyrost nowych mocy wytwórczych w wymiarze 3.414 MW różnych rodzajów OZE (z przeważającym udziałem lądowej energetyki wiatrowej oraz instalacji PV), pozwoli uzyskać roczną produkcję energii elektrycznej w wymiarze 9,176 TWh. Istniejące moce wytwórcze z OZE, prognozowana produkcja z instalacji które wygrały przeprowadzone dotychczas aukcje oraz planowane wolumeny dla aukcji jakie zostaną przeprowadzone w bieżącym roku, dadzą wynik o łącznej mocy instalacji na poziomie 13.657 MW z odnawialnych źródeł energii.

Źródła te pozwolą na zabezpieczenie jeszcze w 2019 r., docelowej sumarycznej produkcji rocznej na poziomie 35,339 TWh. Co w przewidywanym wymiarze rocznej konsumpcji energii elektrycznej w 2020 r. na poziomie 183,730 TWh, daje udział OZE na poziomie 19,23%, wobec wymaganego poziomu 19,1%.

Przedmiotowy projekt ustawy wpisuje się we wnioski przedstawione w raporcie NIK, zgodnie z którymi stosowane rozwiązania prawne i organizacyjne powinny przyczyniać się do zwiększania bezpieczeństwa i przewidywalności inwestycji wśród inwestorów OZE. Projekt znajduje pozytywne przełożenie na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce usprawniając oraz programując istniejące instrumenty oraz systemy wsparcia. Przyczynia się do tworzenia stabilnego otoczenia prawnego, stanowiąc podstawę w oparciu o którą potencjalni inwestorzy z odpowiednim wyprzedzeniem i dysponując kompletną wiedzą mogą warunkować uczestnictwo w aukcyjnym systemie wsparcia. Projekt przewiduje również rozwiązania mające na celu zwiększenie elastyczności systemu oraz, co istotne, alokację wolumenów obejmującą poszczególne technologie realizowaną w oparciu o występujące na rynku trendy, korelując ją z faktycznym potencjałem i zapotrzebowaniem jego uczestników. Projekt, przyczyniając się do dalszej harmonizacji otoczenia prawnego i rynku OZE, stanowi silny bodziec do jego rozwoju, tym samym pozwalając na zniwelowanie potencjalnych negatywnych skutków niezrealizowania celu OZE.

Przyrost energii w OZE po aukcji w 2019 r.

Rodzaje OZE (MWh)	Istniejące (Świadczenia Pochodzenia)	w tym, istniejące migracja (2018)	Planowana produkcja po rozstrzygnięciu aukcji w 2018 r.	Nowe (2019)	Razem (2+3)	Razem (2+3+4)
1	2		3	4	5	6
Elektrownie wodne	2 217 457	-	43 978	48 960	2 261 435	2 310 395
Elektrownie wiatrowe lądowe	12 402 995	-	3 448 575	7 528 000	15 851 570	23 379 570
PV	78 286	-	503 774	833 000	582 060	1 415 060
Biomasa	5 730 090	-	-	994 000	5 730 090	6 724 090
Biogaz (rolniczy i pozostały)	973 926	262 431	223 977	312 600	1 197 903	1 510 503
Elektrownie wiatrowe morskie	-	-	-	-	-	-
Suma	21 402 753	262 431	4 220 304	9 716 560	25 623 056	35 339 616

Przyrost mocy w OZE po aukcji w 2019 r.

Rodzaje OZE (MW)	Istniejące (Świadczenia Pochodzenia) - 2017	w tym, istniejące migracja (2018)	Planowane moce po rozstrzygnięciu aukcji w 2018 r.	Nowe (2019)	Razem (2+3)	Razem (2+3+4)
1	2		3	4	5	6
Elektrownie wodne	988		12	14	1 001	1 014
Elektrownie wiatrowe lądowe powyżej 1 MW	5 849		1 144	2 500	6 999	9 493
Elektrownie wiatrowe lądowe do 1 MW			6	10		
PV	104		514	750	618	1 368
Biomasa	1 362		-	110	1 362	1 472
Biogaz (rolniczy i pozostały)	235	35,124	29	30	264	294
Elektrownie wiatrowe morskie	-	-	-	-	-	-
Suma	8 538		1 705	3 414	10 243	13 657

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Mając na uwadze zdefiniowane w punkcie 1 problemy, przewidziano osiągnięcie następujących rezultatów:

- 1) dookreślenie wybranych zagadnień ustawy OZE oraz mechanizmów rozliczenia ujemnego oraz dodatniego salda z operatorem rozliczeń. Przewidywanym efektem będzie wyeliminowanie niepewności po stronie przedsiębiorców uczestniczących zarówno w systemie aukcyjnym jak i systemie świadectw pochodzenia,
- 2) wzmocnienie wiarygodności polskich gwarancji pochodzenia i ich uznawanie na zasadzie wzajemności z innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub państwie członkowskim Wspólnoty Energetycznej,
- 3) zwiększenie maksymalnej mocy instalacji wykorzystujących biogaz, które będą mogły skorzystać ze wsparcia w ramach FIP, w celu zapewnienie przewidywanych warunków do rozwoju stabilnych źródeł energii, które jednocześnie przynoszą dla krajowej gospodarki dodatkowe korzyści oprócz produkcji energii elektrycznej,
- 4) minimalizację ryzyka związanego z nierozpoczęciem sprzedaży w systemie aukcyjnym z powodu kumulacji postępowań koncesyjnych prowadzonych przez organ, jak również zapewnienie realizacji jak największej liczby projektów, które pozwolą osiągnąć cele OZE wyznaczone na rok 2020,
- 5) precyzyjne określenie daty pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej do sieci w ramach systemu wsparcia, a co za tym idzie, precyzyjne określenie poziomu opłaty OZE w danym roku kalendarzowym,
- 6) doprecyzowanie zasad w ramach procedury dopuszczenia do aukcji instalacji wytwarzających energię przed dniem ogłoszenia aukcji, z uwagi na powstałe wątpliwości interpretacyjne w zakresie identyfikacji kręgu podmiotów dopuszczonych do udziału w aukcji,
- 7) przedłużenie terminu obowiązywania terminów umów przyłączeniowych dla istniejących projektów OZE.
- 8) usunięcie kolizji terminów wynikających z obowiązku uzyskania pozwolenia na użytkowanie w przypadku elektrowni wiatrowych z obowiązującym terminem 30 miesięcy na dokonanie sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego,
- 9) umożliwienie przeprowadzenia aukcji w 2019 r., poprzez określenie w przepisach przejściowych maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej,
- 10) uwzględnienie propozycji Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii w zakresie pakietu zmian, mających na celu usprawnienie rozwoju energetyki prosumenckiej.

Proponowane rozwiązania sprzyjać będą głównie sektorowi MŚP, który z uwagi na lokalny charakter oddziaływania, prawdopodobnie lepiej będzie się mógł zaadaptować do nowego systemu aukcyjnego.

Celem proponowanych rozwiązań jest m.in. zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, czego skutkiem powinno być w perspektywie długofalowej zapewnienie stałego dostępu do energii dla odbiorców końcowych, przy jednoczesnym utrzymaniu się cen energii na możliwie niskim poziomie.

### 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Kwestie dotyczące kształtowania polityki w obszarze OZE, w tym właściwego miksu OZE, a także zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego leżą we właściwości poszczególnych państw członkowskich OECD i UE. Duża różnorodność rozwiązań w przedmiotowych obszarach powoduje, iż ich szczegółowe wskazywanie w niniejszym dokumencie nie jest rekomendowane.

Niemniej jednak, analizując występujące w tym obszarze rozwiązania, należy podkreślić, iż zarówno kwestie bezpieczeństwa energetycznego, jak również miksu OZE uzależnione są od indywidualnych czynników takich jak: położenie, dostępne surowce energetyczne (odnawialne i nieodnawialne), uwarunkowania polityczne, aspekty społeczne i środowiskowe, itp.

Zmiany przewidziane w projekcie, stanowią konsekwencję wcześniejszych zmian ustawy OZE oraz dodatkowych postulatów, które ze względu na pilny tryb procedowania poprzedniej nowelizacji, nie zostały uwzględnione.

### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy energii z OZE, podmioty zajmujące się dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej, przemysł wytwarzający urządzenia na potrzeby energetyki prosumenckiej, spółdzielni energetycznych sprzedawców i instalatorów mikroinstalacji, sektor bankowy biorący udział w finansowaniu	Z uwagi na liczbę wytwórców przewiduje się, że projekt, docelowo będzie oddziaływać na kilkaset tysięcy podmiotów.	Szacunki projektodawcy	1) Istotne, w szczególności dla wytwórców energii z OZE, oraz całej branży działającej na rzecz rozwoju instalacji OZE – producentów urządzeń, projektantów i instalatorów oraz podmiotów finansujących przedmiotowe inwestycje. 2) Regulacja będzie miała istotny wpływ na sektor związany z produkcją i transportem biomasy.

<p>inwestycji w energetykę prosumencką, sektor ubezpieczeń, sektor transportu i logistyki biomasy, importerzy biomasy, producenci biomasy, sektor rolno-spożywczy, sektor energetyki zawodowej, inwestorzy startujący w aukcjach dla OZE, Zarządca Rozliczeń S.A. Urząd Regulacji Energetyki, jednostki samorządu terytorialnego, regionalne dyrekcje ochrony środowiska</p>			<p>3) Przewiduje się zwiększenie wykorzystania zasobów biomasy, co przyczyni się do rozwoju sektora na poziomie lokalnym, kosztem importerów tego paliwa oraz przedsiębiorstw transportowo – logistycznych zajmujących się jego dostarczaniem.</p> <p>4) Przewiduje się osiągnięcie pozytywnego wpływu na sektor finansów, poprzez stworzenie stabilnych ram prawnych dla systemu wsparcia inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii.</p> <p>5) Rozwój instytucji prawnych ukierunkowanych na wzrost mocy zainstalowanych w obszarze energetyki obywatelskiej.</p> <p>6) Mając na uwadze fakt, że spółdzielnia energetyczna nie będzie uiszczać opłat na rzecz sprzedawcy</p>
--	--	--	---

			<p>zobowiązanego z tytułu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne w stosunku ilościowym 1 do 0,6 może wystąpić ryzyko braku dostatecznej rekompensaty dla sprzedawcy zobowiązanego uwzględnienia części jego kosztów wynikających z przyjętej przez ustawodawcę nadwyżki energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i rozliczonej z energią elektryczną pobraną z tej sieci. Konieczność uiszczenia przez sprzedawcę wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego niektórych opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy</p>
--	--	--	--



			<p>od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej może spowodować także u sprzedawców dodatkowe koszty niepokryte z upustu rozliczeniowego 1 do 0,6.</p> <p>7) Zgodnie z propozycją zawartą w ustawie, operator systemu dystrybucyjnego przekazuje sprzedawcy zobowiązanemu dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z jego sieci dystrybucyjnej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla</p>
--	--	--	--

			trójfazowych instalacji. Uwzględniając powyższy koszt wymiany opomiarowania, będzie koniecznym zaistniały obowiązek uwzględnić w stawkach opłat dystrybucyjnych odbiorców energii elektrycznej.
--	--	--	--

#### 5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt ustawy nie był przedmiotem pre-konsultacji. Projekt był przedmiotem konsultacji publicznych.

Stosownie do treści art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt został opublikowany wraz z uzasadnieniem i oceną skutków regulacji udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny w dniu 28 lutego 2019 r.

Konsultacje trwały 7 dni kalendarzowych i były dostępne dla wszystkich zainteresowanych podmiotów. Jednocześnie zaproszono wszystkie zainteresowane strony na konferencję uzgodnieniową, której termin wyznaczono na dzień 26 marca 2019 r.

W ramach przeprowadzonych konsultacji publicznych, do Ministerstwa Energii wpłynęło łącznie 57 zgłoszeń, w tym 9 od osób fizycznych i 48 od stowarzyszeń, przedsiębiorstw i innych organizacji. Dodatkowo, przesłanych zostało 9 zgłoszeń w ramach zgłoszenia zainteresowania pracami.

Termin przeprowadzenia konsultacji publicznych odpowiadał wymogom zawartym w § 40 ust. 3 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.). Skrócenie terminu konsultacji do 7 dni kalendarzowych uzasadnione było koniecznością wejścia w życie projektowanych przepisów przed upływem terminu wynikającego z art. 192 ust. 1 ustawy o OZE. Ponadto, projektowany termin umożliwi przeprowadzenie przez Prezesa URE zaplanowanych w 2019 r. aukcji, wg znowelizowanych przepisów.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych													
(ceny stałe z 2019 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)	
<b>Dochody ogółem</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Wydatki ogółem</b>	0,5	2,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	-	5,4
budżet państwa	0,5	2,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	-	5,4
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo ogółem</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,4
budżet państwa	0,5	2,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	-	-5,4
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Źródła finansowania</b>	<b>Budżet państwa</b>												
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Opłata OZE finansowana jest przez odbiorców końcowych energii elektrycznej, a pobierana przez operatorów systemów dystrybucyjnych.</p> <p>Projektowana regulacja niesie za sobą konieczność przeprojektowania systemu Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) pod kątem funkcjonujących danych, co wiąże się z koniecznością zapewnienia środków do dyspozycji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.</p> <p>Jednocześnie należy wyjaśnić, iż przewidywane nakłady na rozwój nowych mocy wytwórczych OZE, nie obciążają Skarbu Państwa, ponieważ środki na pokrycie tych wydatków pochodzą z funduszy zgromadzonych na rachunkach Zarządcy Rozliczeń,</p>												

		które zasilane są z opłaty OZE, stanowiącej pozycję na rachunkach za zużycie energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.						
<b>7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, osoby starsze i niepełnosprawne</b>								
Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ..... r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Duże przedsiębiorstwa, w szczególności działające w sektorze wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, będą musiały się dostosować do nowych zasad systemu aukcyjnego, który promować będzie przede wszystkim inwestycje w mniejsze instalacje odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących lokalnie dostępne surowce energetyczne.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Proponowane rozwiązania sprzyjać będą głównie sektorowi MSP, który z uwagi na lokalny charakter oddziaływania, prawdopodobnie lepiej będzie się mógł zaadaptować do nowego systemu aukcyjnego.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Celem proponowanych rozwiązań jest m.in. zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, czego skutkiem powinno być w perspektywie długofalowej zapewnienie stałego dostępu do energii dla odbiorców końcowych, przy jednoczesnym utrzymaniu się cen energii na możliwie niskim poziomie.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł		Zmiany ustawy nie spowodują wzrostu cen energii dla odbiorcy końcowego. Wejście w życie projektowanej regulacji nie będzie bezpośrednio powodować konieczności poniesienia wydatków z budżetu jednostek samorządu terytorialnego. W						

danych i przyjętych do obliczeń założeń

związku z koniecznością zapewnienia środków na funkcjonowanie Internetowej Platformy Aukcyjnej, niezbędne będzie zapewnienie środków z budżetu państwa dla Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w wysokości określonej w części 6 OSR Wpływ na sektor finansów publicznych.

Przedkładana regulacja nie nakłada na jednostki samorządu terytorialnego dodatkowych zobowiązań finansowych, jednakże dodatkowe możliwości rozwoju gospodarczego i aktywizacji lokalnych społeczności może przyczynić się do wzrostu gospodarczego i zwiększenia dochodów do budżetu państwa z tytułu nowych inwestycji;

Projektowana regulacja zakłada rozwój inwestycji OZE realizowanych przez małych i średnich przedsiębiorców. Przyjmując za kryterium identyfikacyjne, skalę realizowanej inwestycji, założyć można, iż planowane do przeprowadzenia w 2019 r. aukcje OZE w koszykach do 1 MW przeznaczone będą dla inwestycji realizowanych przez te podmioty. Mając na uwadze powyższe, zgodnie z przyjętymi założeniami planowane jest przeznaczenie następujących ilości i wartości:

Sumaryczna ilość energii w MWh	15 104 400
Sumaryczna wartość energii w PLN	6 487 230 000
Sumaryczna wartość pomocy publicznej w PLN	3 194 470 800

Zestawienie i analiza porównawcza nakładów inwestycyjnych w rozwój generacji z OZE na podstawie historycznej i planowanej sprzedaży energii elektrycznej w aukcjach, przed i po wprowadzeniu projektowanej regulacji.

		2019	2018	Różnica 2019/2018
1.	Maksymalna ilość energii do sprzedaży (MWh)	145 748 400	131 136 000	14 612 400
2.	Maksymalna wartość sprzedaży (PLN)	45 605 550 000	53 529 135 000	-7 923 585 000
3.	Maksymalna wartość pomocy publicznej (PLN)	13 832 398 800	31 275 355 800	-17 442 957 000

	<p>Powyższe dane wskazują na jednoznaczne zwiększenie efektywności wykorzystania budżetu aukcyjnego w 2019 roku względem roku poprzedniego. Na uwagę zasługuje fakt, że w 2019 r., w stosunku do roku poprzedniego planuje się dokonanie zakupu wyraźnie wyższej ilości energii przy jednoczesnym znacznym zmniejszeniu przeznaczanej na ten cel wartości pomocy publicznej. Jednocześnie należy wyjaśnić, iż przewidywane w powyższej tabeli nakłady na rozwój nowych mocy wytwórczych OZE, nie obciążają Skarbu Państwa, ponieważ zgodnie z założeniami zawartymi w przepisach statuujących funkcjonowanie systemu aukcyjnego, środki na pokrycie tych wydatków pochodzą z funduszy zgromadzonych na rachunkach Zarządcy Rozliczeń, które zasilane są z opłaty OZE stanowiącej pozycję na rachunkach za konsumpcję energii elektrycznej przez odbiorców końcowych. Konieczne jest w tym miejscu wskazanie, iż w bieżącym roku kalendarzowym, podobnie jak w 2018 r., poziom tej opłaty ustalany przez Prezesa URE utrzymuje się na poziomie 0 zł. Istniejący stan wynika z konieczności konsumpcji środków zgromadzonych w latach ubiegłych.</p>
--	--

#### 8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak  
 nie  
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów  
 zmniejszenie liczby procedur  
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy  
 inne:

zwiększenie liczby dokumentów  
 zwiększenie liczby procedur  
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy  
 inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

tak  
 nie  
 nie dotyczy

Komentarz:

Zakres wprowadzanych w ramach niniejszej nowelizacji zmian, przewiduje następujące obciążenia administracyjne:

- 1) zmniejszenie obciążeń administracyjnych organów Państwowej Straży Pożarnej, w zakresie wyłączenia obowiązku zatwierdzania projektów budowlanych urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 6,5 kW i większej niż 50 kW, dla możliwości skorzystania ze zwolnienia z obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę,
- 2) zmniejszenie obciążeń administracyjnych w zakresie kontroli spełnienia warunków niezbędnych dla wydania przez Prezesa URE zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji nowych instalacji OZE, poprzez wykreślenie obowiązku przedłożenia prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia, jak również przedłożenia dokumentów lokalizacyjnych planowanej instalacji.

## 9. Wpływ na rynek pracy

Wpływ regulacji na rynek pracy będzie istotny. Przede wszystkim proponowane zmiany będą miały istotny wpływ na zwiększenie inwestycji w instalacje odnawialnych źródeł energii w odniesieniu do scenariusza bazowego, tj. w odniesieniu do sytuacji, która występowałaby w przypadku braku interwencji legislacyjnej. Przeprowadzenie kolejnych aukcji OZE pozwoli na podjęcie realizacji nowych przedsięwzięć inwestycyjnych. Powyższe przełoży się na ożywienie gospodarcze w obszarze firm realizujących prace i usługi związane w pierwszej kolejności z etapem budowlanym inwestycji, a następnie z eksploatacją w perspektywie całego okresu eksploatacji danej technologii. Nowe kontrakty na wykonawstwo usług: projektowych, budowlanych, dostarczania paliwa, serwisu, przełożą się na potrzebę zwiększenia zatrudnienia przez podmioty realizujące działalność gospodarczą w przytaczanym powyżej zakresie.

## 10. Wpływ na pozostałe obszary

<input checked="" type="checkbox"/> środowisko naturalne	<input type="checkbox"/> demografia	<input type="checkbox"/> informatyzacja
<input checked="" type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny	<input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> zdrowie
<input type="checkbox"/> inne:		

Omówienie wpływu	<p>Przyjęcie przepisów projektu umożliwi usunięcie wątpliwości interpretacyjnych, prawnych i redakcyjnych w różnych obszarach ustawy OZE. Zamierzeniem przedmiotowego projektu jest między innymi:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) doprecyzowanie:             <ol style="list-style-type: none"> <li>a) wybranych zagadnień ustawy OZE,</li> <li>b) elementów rozliczenia ujemnego oraz dodatniego salda z operatorem rozliczeń,</li> </ol> </li> <li>2) wprowadzenie przepisów wzmacniających mechanizm gwarancji pochodzenia,</li> <li>3) dokonanie zmian usprawniających działanie systemu aukcyjnego w odniesieniu między innymi do możliwości modyfikowania ofert, czy określeniu terminu</li> </ol>
------------------	--

obligującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) do ogłoszenia wyników przeprowadzonych aukcji,

- 4) doprecyzowanie warunków dopuszczenia do aukcji instalacji wytwarzających energię elektryczną przed dniem ogłoszenia aukcji.

W opinii projektodawcy główny nacisk przy tworzeniu polityki w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii powinien być położony na bardziej efektywne (pełne) wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów energetycznych. Powyższe pozwoli zmaksymalizować wykorzystanie nie tylko biomasy leśnej oraz pochodzącej z upraw energetycznych, ale przede wszystkim odpadów i pozostałości powstających w procesie produkcyjnym (przemysł drzewny, papierniczy, meblowy, rolno-spożywczy itp.). Dodatkową korzyścią prezentowanego podejścia będzie również ograniczenie transportu biomasy na duże odległości, co przyczyni się do dodatkowego zminimalizowania wpływu wytwarzania energii na środowisko.

Lokalne, efektywne wykorzystanie surowców energetycznych związane jest zarówno z aspektem środowiskowym, jak i społecznym. Koncentracja projektodawcy na stworzeniu regulacji sprzyjających zwiększaniu efektywności zagospodarowywania lokalnych surowców i paliw przyczyni się do zwiększenia inwestycji na terenach posiadających odpowiednie zasoby (obszary wiejskie), a tym samym zwiększona zostanie liczba miejsc pracy na tych obszarach.

#### Sytuacja i rozwój regionalny

Fakt, że małe elektrownie wodne mogą być lokalizowane na małych ciekach wodnych sprawia, że doskonale wpisują się w założenia dotyczące rozwoju energetyki rozproszonej, wykorzystującej potencjał terytorialny i lokalnie dostępne, krajowe zasoby źródeł odnawialnych. Małe elektrownie wodne często lokalizowane są na terenach wiejskich, dzięki czemu stymulują rozwój tych obszarów.

#### Gospodarka wodna i środowisko naturalne

Współczesne obiekty mikro i małej energetyki wodnej w zdecydowanej większości wypadków sytuowane są w miejscach dawnych piętrzeń młyńskich. Obecnie małych elektrowni wodnych (o mocy do 1 MW) jest niespełna 700.

Funkcjonowanie elektrowni wodnych przyczynia się również do przeciwdziałania skutkom powodzi. Ich wpływ ma w tym przypadku dwojaki wymiar. Po pierwsze polega na gromadzeniu nadmiaru wody w wielkich zbiornikach i wstrzymywaniu oraz



„spłaszczaniu” fali powodzi. Drugi sposób jest efektem skumulowanego oddziaływania wielu małych obiektów hydroenergetycznych poprzez zamierzoną gospodarkę wodną w kaskadzie instalacji na cieku wodnym. Polega ono na takim operowaniu jazami, które powoduje jak najdłuższe zatrzymanie wody w górnych odcinkach rzek i maksymalne spowolnienie jej spływu.

#### Biogazownie

Rozwój biogazowni prowadzi do zmniejszenia ilości odpadów pochodzenia organicznego z oczyszczalni ścieków, ze składowiskach odpadów oraz produktów ubocznych produkcji rolnej poprzez racjonalne ich zagospodarowanie. Biogazownie przyczyniają się ponadto do poprawy środowiska naturalnego. Zaletą stosowania rozwiązań biogazowych jest fakt, iż odpady, które zostały przetworzone w biogazowniach stanowią doskonały nawóz albo środki polepszające glebę.

#### Małe elektrownie wodne

Elektrownie wodne pełnią szereg korzystnych funkcji w środowisku przyrodniczym i gospodarce. Wśród nich wymienia się najczęściej zwiększanie retencji wody, działanie przeciwpowodziowe, konserwację koryt rzek, odbudowę i utrzymywanie infrastruktury hydrotechnicznej, poprawę parametrów sieci energetycznej, magazynowanie energii, tworzenie miejsc pracy i wypoczynku, a także dbanie o zabytkowe obiekty hydrotechniczne.

### **11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

W art. 28 projektu wskazano, że ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 1 pkt 1 lit. a, pkt 10 lit. b oraz pkt 29 lit. a i art. 3 pkt 11, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2020 r. oraz art. 1 pkt 3 lit. e w zakresie dodawanego art. 4 ust. 14, art. 3 pkt 5 oraz art. 22, które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia

### **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja efektów projektu zostanie przeprowadzona do końca 2021 r., a jej wyniki będą znane w pierwszej połowie 2022 r.

Ewaluacja będzie przebiegała w drodze weryfikacji liczby i mocy zainstalowanej instalacji, których wytwórcy:

- 1) wygrają aukcję przeprowadzoną w 2019 r.,
- 2) złożą w latach 2019 i 2020 deklarację o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej.

### **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

**Raport z konsultacji publicznych projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (numer w wykazie prac UD477)**

Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, ujęty w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów pod numerem UD477, został opublikowany wraz z uzasadnieniem i oceną skutków regulacji na stronie Rządowego Centrum Legislacji, a także w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Energii dnia 28 lutego 2019 r. W piśmie przewodnim Ministerstwo Energii skierowało przedmiotowy projekt ustawy do konsultacji publicznych. Strona społeczna została poproszona o składanie uwag nie później niż do 7 marca 2019 r. Jednocześnie zaproszono wszystkie zainteresowane strony na konferencję uzgodnieniową, której termin wyznaczono na 26 marca 2019 r.

W posiedzeniu komisji uzgodnieniowej uczestniczyli przedstawiciele Ministerstwa Energii w osobach Dyrektora Departamentu Energii Odnawialnej i Rozproszonej Piotra Czopka, a także Naczelnika Wydziału Mariusza Radziszewskiego. W spotkaniu wzięło udział także szerokie gremium przedstawicieli organizacji pozarządowych zajmujących się m.in. tematyką odnawialnych źródeł energii, ciepłownictwem, przesyłem energii, czy ochroną środowiska. Obecni byli także przedstawiciele spółek energetycznych, Związku Banków Polskich i innych podmiotów<sup>1</sup>.

W ramach przeprowadzonych konsultacji publicznych, do Ministerstwa Energii wpłynęło łącznie 58 zgłoszeń<sup>2</sup>, w tym 9 od osób fizycznych i 49 od stowarzyszeń, przedsiębiorstw i innych organizacji.

Dodatkowo, przesłanych zostało 9 zgłoszeń w ramach zgłoszenia zainteresowania pracami w trybie ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Zgłoszone zostały liczne uwagi krytycznie odnoszące się do modyfikacji mechanizmu w zakresie obliczania wysokości opłaty zastępczej. Co więcej, zgłoszono wiele uwag o charakterze doprecyzowującym w zakresie przepisów dotyczących wartości pomocy inwestycyjnej oraz sprzedaży energii po stałej cenie zakupu. Wskazywano również na konieczność wprowadzenia modyfikacji w przepisach dotyczących zmian w zakresie składanej oferty przez uczestnika aukcji oraz możliwości aktualizacji oferty aukcyjnej. Liczne zastrzeżenia zgłoszone zostały wobec zmiany przewidzianej w art. 3 przedmiotowego projektu, dotyczącej modyfikacji ustawy – Prawo energetyczne w zakresie przepisów koncesyjnych.

---

<sup>1</sup> Lista podmiotów uczestniczących w konferencji uzgodnieniowej znajduje się w załączniku nr 1

<sup>2</sup> Lista podmiotów zgłaszających uwagi w ramach konsultacji publicznych znajduje się w załączniku nr 2

W zakresie uwag szczegółowych składanych do projektu ustawy, najliczniej przyjmowane przez Ministerstwo Energii były zmiany proponowane przez Zarządcę Rozliczeń, Stowarzyszenie Energii Odnawialnej oraz Konfederację Lewiatan. W zakresie przedsiębiorstw energetycznych najliczniej przyjęte zostały uwagi złożone przez PGE Polska Grupa Energetyczna. Należy odnotować, że były to w dużej mierze uwagi o charakterze porządkującym czy doprecyzowującym.

Przyjętych zostało 65 uwag szczegółowych, co stanowi 28,8 % wszystkich uwag szczegółowych zgłoszonych do projektu ustawy.

Projekt nie był przedmiotem konsultacji z organami i instytucjami Unii Europejskiej.

### **Zgłoszenia zainteresowania pracami nad projektem**

W trybie ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zainteresowanie pracami nad projektem ustawy zgłosiły:

1. Zarządca Rozliczeń S.A. – dnia 6 marca 2019 r.
2. Działdowo sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.
3. Energa S.A. – dnia 7 marca 2019 r.
4. Gewind Grabik sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.
5. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii – dnia 7 marca 2019 r.
6. Mikształ Windfarm sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.
7. Salarian sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.
8. Stowarzyszenie Papierników Polskich – dnia 7 marca 2019 r.
9. Suchań sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.

Uwagi ww. podmiotów oraz stanowisko Ministerstwa Energii w tym zakresie zostały przedstawione w tabeli uwag z konsultacji (załącznik 2).

Załącznik nr 1 do raportu z konsultacji publicznych

<b>Lista podmiotów uczestniczących w konferencji uzgodnieniowej projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD477) 26.03.2019 r. godz. 13:00</b>	
<b>L.P.</b>	<b>Podmiot</b>
1.	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
2.	CEZ Polska
3.	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii
4.	PGE Energia Odnawialna S.A.
5.	Polski Komitet Energii Elektrycznej
6.	ENERGA S.A.
7.	Towarzystwo Elektrowni Wodnych
8.	Zarządca Rozliczeń S.A.
9.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
10.	Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego
11.	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
12.	Związek Banków Polskich
13.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
14.	Biogal Sp. z o.o.
15.	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
16.	Martifer Renewables
17.	Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie
18.	Wiatrak Sp. z o.o.
19.	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej
20.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
21.	Enea Ciepło Sp. z o.o.
22.	Liga Walki z Hałasem
23.	Windmatik Kamil Kasner sp.k., MIWI sp. z o.o. MI sp.k. , MIWI sp. z o.o. Wi sp.k.
24.	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa
25.	Polenergia S.A.
26.	CJR WIND
27.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
28.	Federacja Inicjatyw Oświatowych
29.	MKR Consulting Marek Kras
30.	IKEA Retail Sp. z o.o.
31.	Stowarzyszenie Lokalnych Inicjatyw Obywatelskich WSPÓLNA SPRAWA
32.	Konfederacja Lewiatan
33.	MDI Strategic Solutions
34.	Instytut Spraw Obywatelskich
35.	TAURON Polska Energia S.A.
36.	Emiter Sp. z o.o.
37.	ClientEarth
38.	Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej
39.	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych

40.	Krajowa Rada Izb Rolniczych
41.	Stowarzyszenie Dobra Energia Miasta
42.	Eltrix
43.	Clifford Chance
44.	Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki
45.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
46.	Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa
47.	NOVANERGIA
48.	Corab Sp. z o.o.
49.	Stowarzyszenie Papierników Polskich
50.	HYDRO-EKO
51.	Investgrand sp. z o.o.
52.	Polskie Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o.

## Załącznik nr 2 do raportu z konsultacji publicznych

<b>Lista podmiotów zgłaszających uwagi w ramach konsultacji publicznych projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD477)</b>	
<b>L.P.</b>	<b>Podmiot</b>
1.	Konfederacja Lewiatan
2.	Trasko Energia 2 sp. z o.o.
3.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
4.	BIOGAL sp. z o.o.
5.	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
6.	Federacja Związków Pracodawców Ochrony Zdrowia
7.	Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej
8.	Związek Banków Polskich
9.	Investgrand sp. z o.o.
10.	Windmatik Kamil Kasner Sp. k.
11.	MIWI Sp. z o.o. WI sp.k.
12.	MIWI Sp. z o.o. MI sp.k
13.	Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury
14.	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa
15.	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej - POLSKA PV
16.	Krajowa Rada Izb Rolniczych
17.	Tauron S.A.
18.	Stowarzyszenie Papierników Polskich
19.	Izba Gospodarcza Gazownictwa
20.	HYDRO-EKO
21.	Towarzystwo Elektrowni Wodnych
22.	Energa S.A.
23.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
24.	Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej
25.	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
26.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
27.	Polska Izba Gospodarcza „Ekorozwój”
28.	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
29.	Stowarzyszenie Na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont
30.	Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa
31.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
32.	Wojewoda Warmińsko – Mazurski
33.	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej
34.	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych
35.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
36.	Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki
37.	Enea Ciepło sp. z o.o.
38.	Kancelaria Prawna Gramatowscy
39.	Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie

40.	Polsko-Hiszpańska Izba Gospodarcza
41.	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
42.	Polskie Elektrownie Wiatrowe sp. z o.o.
43.	Stowarzyszenie Dobra Energia Miasta
44.	ClientEarth
45.	Stowarzyszenie Lokalnych Inicjatyw Obywatelskich „WSPÓLNA SPRAWA”
46.	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC
47.	Towarzystwo Obrotu Energią
48.	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii
49.	ACE Investment Fund

Dodatkowo, zgłoszenia w ramach konsultacji publicznych przedmiotowego projektu przesłało 9 osób fizycznych.

**Tabela uwag zgłoszonych w ramach konsultacji publicznych  
do projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii i niektórych innych ustaw (UD477)**

Lp.	Jednostka redakcyjna	Podmiot, który przedstawił stanowisko	Stanowisko/opinia podmiotu	Stanowisko ME
1.	Uwaga ogólna	Trasko Energia 2 Sp. z o.o.	Należy ponadto przeanalizować i zapisać w nowelizacji ustawy, co w przypadku gdy cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku ogłaszana przez Prezesa URE będzie wyższa od poziomu ustalonego w oparciu o ceny referencyjne.	<b>Uwaga przyjęta</b> Przedmiotowa zmiana została wykreślona z projektu nowelizacji.
2.	Uwaga ogólna	Ambrosiewicz Marek	Uważam, że należy aktywnie wesprzeć polski wynalazek z dziedziny fotowoltaiki jakim są perowskity z Saule Technologies: <a href="https://sauletech.com/">https://sauletech.com/</a> Technologia ta powinna być upowszechniona w najbliższych latach, tak aby każdy obywatel mógł pozwolić sobie na jej instalację. W ten sposób wiele budynków mogłoby stać się samowystarczalnymi energetycznie. Ministerstwo energii na pewno mogłoby, a nawet powinno zainteresować się perowskitami, tym bardziej, iż jest to nasz krajowy produkt.	<b>Uwaga przyjęta</b>
3.	Uwaga ogólna	Biogal Sp. z o.o.	W związku z prowadzonymi pracami nad kolejną nowelizacją ustawy o oze Spółka Biogal na podstawie własnego przykładu, który w związku z niewygraniem aukcji w dniu 20 listopada 2018 dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego dla instalacji powyżej 1,00 MW, aby zapobiec sytuacji nie wykorzystania potencjału już istniejącego (nadmieniam, że Spółka wybudowała biogazownię o mocy 1,6 MW) na podstawie art. 80 ust. 1 pkt 2 jej oferta została odrzucona w akcji. Proponujemy wprowadzić zmiany w nowelizacji ustawy w art. 70a-70f ustawy z dnia 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii Dz. U. z 2018 poz. 1269 z późn. Zm. Zwiększając moc instalacji, które mogą przejść na system FIP do 3,00 MW.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Proponowane rozwiązanie objęcia instalacji biogazowych powyżej 1 MW premią gwarantowaną (FIP) wykracza poza przyjęty przez Radę Ministrów zakres przedmiotowej nowelizacji. Ponadto, przyjęcie uwagi wiązałoby się z koniecznością uzyskania decyzji pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej, po wcześniejszym przeprowadzeniu procesu notyfikacyjnego. Jak wskazano do uzasadnienia do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.



4.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej	Jednocześnie mamy poważne wątpliwości, co do uzyskania przez Polskę w roku 2020 wartości zużycia energii pochodzącej z OZE na poziomie 15 % ogólnego zużycia energii. Może się okazać, że zastopowanie inwestycji w elektrownie wiatrowe w 2016 r. poprzez złą ustawę, bez racjonalnej oceny jej skutków spowoduje poniesienie konsekwencji dla naszego kraju w postaci konieczności zakupu z importu energii wytworzonej z OZE.	<b>Uwaga przyjęta</b>
5.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej	Wprowadzanie zmian w przepisach dotyczących funkcjonowania odnawialnych źródeł energii w tak krótkich odstępach czasowych, bez gruntownej analizy uwzględniającej szereg aspektów związanych z rozwojem OZE nie przyczynia się do wypracowania w miarę trwałych, obiektywnych i efektywnych zasad dotyczących OZE. Liczne zmiany, częstokroć wprowadzane bez należytej konsultacji, w formie poprawek w końcowym etapie prac parlamentarnych powodują tylko chaos, nie przyczyniający się do wzrostu autorytetu władzy ustawodawczej. Dlatego po raz kolejny postulujemy, aby propozycje zmian ustawy przedstawione przez Ministerstwo Energii poprzedzić spokojną, rzeczową konsultacją z uwzględnieniem głosu wszystkich środowisk zainteresowanych rozwojem OZE w Polsce.	<b>Uwaga przyjęta</b>
6.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej	Przypominamy również w tym miejscu nasz postulat wyrażony w stanowisku Zarządu SGPEO z dnia 10 lipca 2017 r. do projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw : „Należy przy tym rozważyć, czy nie umożliwić lokalizacji elektrowni wiatrowych w odległości mniejszej niż 10h na przykład 5h w przypadku uzyskania jednoznacznej pozytywnej opinii społeczności lokalnej, wyrażonej w konsultacjach społecznych przeprowadzonych według zasad konsultacji społecznych obowiązujących w gminach, wśród osób stale zamieszkujących na obszarze potencjalnego oddziaływania farmy wiatrowej. Uwzględnienie uwarunkowań lokalnych stanowić będzie o realizacji władztwa i decyzyjności na poziomie lokalnej społeczności i administracji samorządowej.”	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
7.	Uwaga ogólna	Kras Marek	Wnioskuje o uwzględnienie następujących postulatów dotyczących instalacji fotowoltaicznych o mocy do 1MW. 1. Zmiany aktualnej interpretacji przepisów w stosunku do mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznych, w takim zakresie aby moc zainstalowana wytwórcza została określana na podstawie mocy falowników AC, a nie mocy laboratoryjnej (STC) paneli fotowoltaicznych. W przypadku braku akceptacji zmiany definicji mocy zainstalowanej, proszę o określenie tolerancji mocy zainstalowanej w przedziale +/- 5% w stosunku do zadeklarowanej mocy w systemie aukcyjnym.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Jak wskazano do uzasadnienia do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.

8.	Uwaga ogólna	Kras Marek	2. Wykreślenie z warunków przyłączenia obowiązku określania producentów i modeli modułów fotowoltaicznych oraz falowników. Określanie producentów oraz modeli falowników w warunkach przyłączenia wiąże się ze zmianą tych warunków, co w większości przypadków trwa nawet od 4 do 6 tygodni, a zmiana ta może być wymagana kilkakrotnie na etapie rozwoju projektów. Jednocześnie należy zdefiniować, iż urządzenia stosowane na instalacjach fotowoltaicznych (panele fotowoltaiczne, falowniki) powinny posiadać Deklarację Zgodności UE w zakresie zgodności z dyrektywami LVD i EMC Unii Europejskiej.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Jak wskazano do uzasadnienia do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.
9.	Uwaga ogólna	Kras Marek	3. Ponownej weryfikacji założeń w zakresie terminów sprzedaży energii elektrycznej z instalacji w terminie 18 miesięcy, biorąc pod uwagę okres sezonu budowlanego i niezbędne czasochłonne procedury administracyjne wymagane do wybudowania, uruchomienia i sprzedaży energii elektrycznej z tych instalacji, wnioskuje o wydłużenie tego terminu do 24 miesięcy.	<b>Uwaga kierunkowo przyjęta</b>
10.	Uwaga ogólna	Kras Marek	4. W nawiązaniu do punktu 3 wnioskuje o dodanie odpowiedniego zapisu, który umożliwia wydłużenie terminu na uzyskanie koncesji (sprzedaż energii elektrycznej z instalacji) powyżej tego okresu, w przypadku gdy opóźnienia w realizacji inwestycji są skutkiem: przewlekłości postępowań administracyjnych, beczynności organu administracji publicznej (przewlekłość lub beczynność organu może być potwierdzona wyrokiem Samorządowego Kolegium Odwoławczego) lub z winy stron trzecich, które np. nie udzieliły odpowiednich służebności dla Operatora Systemu Dystrybucyjnego w celu wykonania przyłącza. Brak zgody stron trzecich wiąże się w większości przypadków z wykonaniem nowego projektu przyłącza, a w niektórych przypadkach opóźnienia z tego tytułu wynoszą nawet do 12 miesięcy.	<b>Uwaga kierunkowo przyjęta</b> Do uzgodnienia z Urzędem Regulacji Energetyki
11.	Uwaga ogólna	Kras Marek	5. Określenie ustawowych wymagań terminowych w zakresie: a. Wydania koncesji w ciągu 30 dni pod warunkiem, że Inwestor posiada promesę koncesji na sprzedaż energii b. Aktualizacji Warunków przyłączenia w terminie 21 dni od dnia złożenia wniosku przez Inwestora c. Uzgodnienia dokumentacji wykonawczej instalacji przyłączanej w zakresie zgodności z warunkami przyłączenia w terminie do 30 dni od przedłożenia dokumentacji.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
12.	Uwaga ogólna	Kras Marek	6. Nadanie definicji konstrukcji montażowej (stołów fotowoltaicznych pod moduły fotowoltaiczne) jako urządzenia technicznego, w taki sposób aby zmiana lokalizacji stołu fotowoltaicznego były traktowane jako zmiany nieistotne do projektu	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>

			<p>budowlanego zgodnie z Art. 36a ust. 5 punkt 1. Różne interpretacje przepisów przez Wydział Architektury i Budownictwa powodują, iż niewielkie przesunięcia stołów fotowoltaicznych mogą wiązać się z istotną zmianą w stosunku do pierwotnego pozwolenia na budowę, co skutkuje wymogiem uzyskania zamiennego pozwolenia na budowę (do 8 tygodni). Instalacja fotowoltaiczna to ogrodzony, wolnostojący obiekt, a przesunięcie stołu/ów fotowoltaicznych w dowolnym kierunku nie wpływa negatywnie na środowisko oraz nie narusza warunków określonych w Decyzji o Warunkach Zabudowy lub Decyzji o Środowiskowych Uwarunkowaniach. Stołu fotowoltaicznego nie można więc definiować inaczej niż jako urządzenie techniczne, którego zmiana lokalizacji nie jest zmianą istotną w stosunku do pierwotnego projektu budowlanego.</p>	<p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
13.	Uwaga ogólna	Windmatik Kamil Kasner sp. k.	<p>Wnosimy o przedłużanie w ramach Ustawy ważności pozwoleń na budowę dla elektrowni wiatrowych do końca 2022 r. Konieczność ich wydłużenia wynika z faktu, że wiele projektów wiatrowych dopiero po wygraniu aukcji rozpocznie budowę tych instalacji, a także zacznie podpisywać umowy na dostawę turbin. Ze względu na długi okres oczekiwania na dostawę turbin (ponad rok), a także ze względu na fakt, że proces budowy elektrowni wiatrowej jest procesem złożonym (budowa fundamentów, przyłącza etc), istnieje ryzyko, że pozwolenia te stracą ważność, gdyż inwestorzy po prostu nie zdążą uzyskać do 2021 r. wymaganego pozwolenia na użytkowanie lub po prostu nie rozpoczną ich realizacji z obawy przed niezrealizowaniem inwestycji na czas. Wydłużenie ważności tych decyzji, będzie także argumentów dla instytucji finansowych do udzielania wsparcia finansowego na budowę tych instalacji OZE.</p>	<p><b>Uwaga kierunkowo przyjęta</b></p>
14.	Uwaga ogólna	Windmatik Kamil Kasner sp. k.	<p>W opinii Spółki niezbędne jest by aukcja przewidziana w §4 pkt. 4 Rozporządzenia miała miejsce w jak najszybszym terminie tj. do końca połowy roku. Pozwoli to na udział w tej aukcji wszystkim projektom wiatrowym, które brały udział w aukcji w listopadzie 2018 r. i jej nie wygrały. Projekty te w znacznej większości, posiadają ważne warunki przyłączenia do sieci i ważność ich pozwoleń na budowę kończy się w 2021 r., w związku z czym koniecznym jest aby aukcja dla tych instalacji miała miejsce jak najszybciej. Tylko takie termin pozwoli na zrealizowanie tych projektów, które mogą pozwolić na zagwarantowanie produkcji dużych wolumenów energii. Dodatkowo projekty te posiadają ważne zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wydane przez Prezesa URE, co sprawia, że przeprowadzenie aukcji dla tych instalacji nie wymaga wydawania nowych zaświadczeń czy innych dokumentów. Inaczej mówiąc, właściciele tych projektów od strony formalnej są już gotowi do udziału w aukcji w 2019 r.</p>	<p><b>Uwaga kierunkowo przyjęta</b></p>
15.	Uwaga ogólna	<p>Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury,</p> <p>Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju</p>	<p>1. Podstawowy zarzut dotyczy popierania wprowadzanymi zmianami branży energetyki wiatrowej pomimo braku uregulowań w zakresie oddziaływań środowiskowych elektrowni wiatrowych oraz ich zgrupowań zwanych potocznie farmami wiatrowymi. Ministerstwo Energii milczeniem zbywa apele obywatelskie w sprawie konieczności wprowadzenia regulacji środowiskowych i technicznych co zapewniłoby rzeczywiste warunki pewności inwestorskiej w branży energetyki wiatrowej a także bezpieczeństwo obywateli oraz środowiska.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

		<p>Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,</p> <p>Rowecka Magdalena,</p> <p>Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza</p>	<p>Popieranie i finansowanie powstawania nowych wiatraków bez uregulowań prawnych jest poważnym nadużyciem prerogatyw związanych z energią OZE! Dotyczy to w szczególności:</p> <p>a) Braku normalizacji hałasu nisko-częstotliwościowego oraz infradźwięków w środowisku i metodyki ich pomiarów w otoczeniu elektrowni wiatrowych. b) Braku uregulowań w zakresie ochrony ptaków drapieżnych i migrujących oraz nietoperzy a także obszarów ochronnych cennych przyrodniczo i siedliskowo. c) Braku regulacji lokalizacji 150-200 metrowych dominant jakimi są elektrownie wiatrowe w krajobrazie przyrodniczym i kulturowym. d) Braku zasad eksploatacji technicznej oraz nadzoru technicznego nad instalacjami wiatrowymi ze strony UDT co stanowi zagrożenie bezpieczeństwa publicznego.</p>	
16.	Uwaga ogólna	<p>Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont</p>	<p>2. Pomimo wprowadzenia do obowiązujących norm prawnych uregulowań „ustawy odległościowej” w aktualizowanej ustawie uruchamiane są mechanizmy umożliwiające realizację inwestycji farm wiatrowych nie spełniających kryterium bezpieczeństwa środowiskowego w tym odległości bezpiecznej od zabudowy mieszkalnej. Są to już kolejne zmiany faworyzujące oraz przyznające ogromne dofinansowanie do rozwoju branży energetyki wiatrowej która jest ogromnie problematyczna społecznie, ekonomicznie i technologicznie.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
17.	Uwaga ogólna	<p>Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,</p>	<p>3. Przewidywane skutki wprowadzenia regulacji zawierają określenie - że zmiany w treści nowelizacji wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym. Stawiamy zaprzeczenie takiemu stwierdzeniu – gdyż ustawa wychodzi naprzeciw wyłącznie lobbystycznym żądaniom inwestorów wiatrowych w tym grupy podpisującej się jako PSEW. W żadnym miejscu ustawy i komentarza wyjaśniającego nie ma odniesienia do wiejskich społeczności lokalnych zamieszkujących w pobliżu instalacji energetyki wiatrowej które zmuszone są do przymusowej egzystencji w hałasie, migotaniu cienia, rzucania lodem i awarii technicznych – urwania śmigieł, pożarów, złamania masztów, etc.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
18.	Uwaga ogólna	<p>Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz</p>	<p>4. Do chwili obecnej nie podjęto żadnych działań dla usunięcia zagrożeń i uciążliwości związanych z istniejącymi farmami wiatrowymi a teraz dodaje się przedłużenia terminów ważności pozwoleń i uchylenia konieczności przedstawienia decyzji środowiskowej dla projektów wiatrowych na siłę przeforsowanych przed wejściem w życie ustawy odległościowej. Nie trzeba dodawać, że żaden z tych projektów nie spełnia kryterium bezpiecznej odległości od miejsc zamieszkania ludzi.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

		Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,		
19.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,	5. Przewidywane skutki społeczne wprowadzenia regulacji spowodują wbrew twierdzeniom Ministerstwa Energii znaczne obniżenie stopnia zaufania obywateli do państwa. Mówimy tu o obywatelach a nie o grupach biznesowo-kapitałowych oczekujących wpływów finansowych bez żadnych zobowiązań wobec obywateli i prawa do bezpieczeństwa środowiskowego.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
20.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury,  Rowecka Magdalena,  Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,	6. ME stwierdza, że regulacje te spowodują dodatkowe możliwości rozwoju gospodarczego i aktywizacji lokalnych społeczności co może przyczynić się do wzrostu gospodarczego i zwiększenia dochodów do budżetu państwa z tytułu nowych inwestycji. Zaprzeczamy takiemu twierdzeniu, gdyż energetyka wiatrowa jest ogromnie przestrzenio-chłonna co powoduje wykluczenie z użytkowania tysięcy hektarów. Nie da się stwierdzić żadnej aktywizacji społeczeństw lokalnych w powiązaniu z energetyką wiatrową, wręcz obszary gdzie zostały zlokalizowane farmy wiatrowe są uznawane za wykluczone społecznie i biznesowo. Problem naporu farm wiatrowych w szczególności dotyczy terenów o znacznym potencjale turystycznym i wypoczynkowym a więc terenów nadmorskich i pasa pojezierzy wykluczając je z atrakcyjności i użytkowania. Wartość nieruchomości w otoczeniu farm wiatrowych spada mniej niż 50% a ME nie określa żadnej formy rekompensaty za straty ponoszone przez obywateli.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
21.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju	7. ME stwierdza, że wejście w życie projektowanej regulacji nie będzie bezpośrednio powodować konieczności poniesienia wydatków z budżetu państwa ani budżetu jednostek samorządu terytorialnego. Natomiast nie wspomina się o skutkach pośrednich, których doświadczą np. samorządy dla których istnieje zobowiązanie wyrównania spadku wartości nieruchomości w otoczeniu farm wiatrowych gdy sporządzony jest plan miejscowy. Samorządy zostały już zubożone o kwoty związane ze wstecznym uregulowaniem należności podatkowych od wieży wiatraka a nie od całości instalacji. To wyraźnie pokazuje tendencje ulegania przez instytucje państwowe naciskom grup lobbingsowych związanych z energetyką wiatrową bez liczenia się z rzeczywistymi kosztami społecznymi.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

		Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,		
22.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,	8. Jeśli to nie jest oczywiste to wyjaśniamy dla ME i każdego kogo rzecz dotyczy, że dochody gmin na terenie których zainstalowano wiatraki, po odliczeniu redukcji subwencji ogólnej są praktycznie niewielkie. Te kontrowersyjne dochody są uzyskiwane kosztem grupy mieszkańców którzy są narażeni na uciążliwości i zagrożenia związane z pracą wiatraków.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
23.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju Suwalszczyzny i Mazur Garbatych Horyzont,	9. Szczegółowego wyjaśnienia wymaga ustalenie dlaczego ME zdecydowało się na wspieranie rozwoju głównie energetyki wiatrowej w zamierzeniach do osiągnięcia celu 15%/2020. Społeczeństwo nie jest przez ME informowane a lobbystom wiatrowym nie zależy na ujawnianiu tego faktu, że z instalacji wiatrowych w praktyce nie ma żadnej stabilnej energii. Sprawność instalacji wiatrowych w praktyce wynosi 10-15% mocy nominalnej. Z planowanego podłączenia 2500MW mocy w rzeczywistości podłączonych zostanie za ogromne kwoty 250-300MW nieprzewidywalnych źródeł energii! Dodatkowo konieczne są do poniesienia koszty dodatkowe w celu stabilizacji systemu powiązanego z elektrowniami wiatrowymi, opierają się one na konieczności utrzymywania w gotowości rezerwy wirującej elektrowni konwencjonalnych, co powoduje zwiększenie kosztów budżetu państwa. Bardzo dziwne jest dopłacanie inwestorom wiatrowym do wytwarzanej energii gdy wszystkie koszty społeczne, środowiskowe i techniczne są przerzucone na państwo i innych obywateli!? Wystarczy zajrzeć na statystyki związane z niemiecką Energiewende gdzie po wydaniu bilionów Euro uzysk energii z wiatraków jest nadal nieprzewidywalny a w związku z koniecznością pracy coraz większej ilości elektrowni konwencjonalnych dla stabilizacji sieci i zabezpieczenia rzeczywistej mocy i energii, emisja CO2 wzrosła o 1,5%.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
24.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Partnerstwo Dzikie Mazury, Rowecka Magdalena, Stowarzyszenie Szeskie Wzgórza, Stowarzyszenie na Rzecz Zrównoważonego Rozwoju	10. Brak jakiegokolwiek informacji dlaczego w planach nie ma żadnych źródeł w energetyce wiatrowej morskiej o której było tak głośno w mediach i planach ME.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

		Suwalszczyzny i Mazur Garbanych Horyzont,		
25.	Uwaga ogólna	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	<p>Zarówno w przypadku wspólnot jak i spółdzielni mieszkaniowych poważnym brakiem legislacyjnym jest brak możliwości realizacji instalacji OZE pracujących na rzecz członków wspólnot czy spółdzielni a nie tylko w celu pokrycia zużycia w częściach wspólnych budynków. Zainteresowanie możliwością budowy wspólnych systemów dla wspólnoty/spółdzielni i ich członków jest bardzo duże - można o nim przeczytać we wszystkich relacjach o instalacjach OZE zrealizowanych przez wspólnoty/spółdzielnie na potrzeby zasilania części wspólnych. Poniżej propozycje rozwiązania legislacyjnego otwierającego taką możliwość w dwóch wariantach:</p> <p>a) Umożliwienie rozliczania energii oddanej do sieci i pobranej z sieci w systemie opustów nie tylko dla licznika dwukierunkowego mikroinstalacji spółdzielni/wspólnoty ale też grupy liczników odbiorców będących członkami spółdzielni/wspólnoty oraz podniesienie granicznej wielkości takiej mikroinstalacji o iloczyn liczby takich odbiorców i średniego zużycia energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. W tym wariantcie spółdzielnia/wspólnota zgłaszałyby do OSD przyłączenie mikroinstalacji wraz z podaniem listy punktów poboru energii uczestniczących w grupie oraz proporcji w jakiej każdy z nich będzie mógł wykorzystywać energię zgromadzoną w "magazynie energii" w sieci. Podanie proporcji jest konieczne ze względu na to, że inwestycja może być finansowana we wspólnocie/spółdzielni w różny sposób, np. ze środków wspólnych, które pochodzą ze składek zależnych od powierzchni lokali albo też z dodatkowej składki wnoszonej np. w jednakowych kwotach tylko przez zainteresowanych członków. OSD musi wiedzieć w jakiej proporcji rozliczyć członków grupy. W przypadku wyczerpania zapasu energii wprowadzonej do sieci w przysługującej każdemu odbiorcy części, płaciłby on za pozostałą pobraną energię identycznie, jak obecnie wyglądają rozliczenia z indywidualnymi prosumentami. Ze względu na to, że w tym rozwiązaniu całość energii łącznie ze zużyciem własnym przepływa przez licznik wspólnoty mierzący ilość energii wprowadzanej do sieci oraz licznik odbiorcy mierzący ilość energii pobieranej z sieci, w celu uwzględnienia zużycia własnego konieczne jest podniesienie współczynnika rozliczenia w systemie opustów do 1:0,9.</p> <p>b) Umożliwienie wspólnocie/spółdzielni stworzenie klastra energii będącego jednocześnie w całości prosumentem oraz podniesienie granicznej wielkości używanej mikroinstalacji o iloczyn liczby członków takiego klastra i średniego zużycia energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. W tym rozwiązaniu licznik dwukierunkowy byłby instalowany na głównym przyłączy elektrycznym wspólnoty/spółdzielni a wszystkie obecne liczniki stawałyby się podlicznikami służącymi do wewnętrznych rozliczeń w ramach wspólnoty/spółdzielni w analogiczny sposób w jaki odbywa się rozliczanie zużycia energii ciepłej lub wody. Wspólnota/spółdzielnia miałaby status prosumenta dla całej takiej instalacji i prawo rozliczania z OSD w systemie opustów całej energii wprowadzanej do sieci i pobieranej z sieci wg wskazań głównego licznika dwukierunkowego. Jest to istotne ze względu na ekonomiczną zasadność takich instalacji przy niskim (około 30%) współczynniku zużycia własnego zarówno w</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			poszczególnych gospodarstwach domowych jak i w częściach wspólnych budynków mieszkaniowych. Wspólnota/spółdzielnia tworząca taki klaster energii byłaby zwolniona z obowiązku uzyskania koncesji na obrót energią ze względu na to, że czynności wykonywane przez nią nie byłyby sprzedażą energii a wyłącznie pośrednictwem w rozliczeniu z zewnętrznym sprzedawcą energii.	
26.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	<p>Obawy zarówno środowiska bankowego jak i inwestorów OZE będących klientami, banków budzą w szczególności przepisy dotyczące ingerencji w mechanizm kształtowania opłaty zastępczej, która w obecnym kształcie determinowała utrzymanie sytuacji ekonomicznej projektów funkcjonujących w systemie zielonych certyfikatów na poziomie zapewniającym stabilność ich funkcjonowania. Propozycja uzależnia wysokość opłaty zastępczej, a więc pośrednio wysokość ceny zielonych certyfikatów, od średnich cen energii elektrycznej, równocześnie limitując łączny poziom przychodów w projekcie na drastycznie niskim pułapie. Pułap ten został przyjęty w oparciu o aktualny uśredniony koszt wytworzenia energii elektrycznej (LCOE) dla nowoczesnych turbin wiatrowych i jest nieadekwatny (zbyt niski), aby mógł być wyznacznikiem dla poziomu łącznego wynagrodzenia instalacji OZE budowanych przed rokiem 2016, które osiągały dużo wyższy LCOE. Dodatkowo nałożony jest, nieuzasadniony w żaden sposób, współczynnik korygujący 0,85.</p> <p>Zmiana ta jest w ocenie rynku, w tym sektora bankowego szkodliwa i niedojrzała i może w przyszłości rodzić wyłącznie negatywne konsekwencje. Parametry zaproponowane w projektowanym modelu wyliczania opłaty zastępczej są przypadkowe i pozbawione logicznego powiązania z warunkami panującymi na rynku OZE. Wprowadzenie mechanizmu zaniżającego w sztuczny sposób ceny zielonych certyfikatów poprzez manipulowanie wielkością opłaty zastępczej, która wpływa na wycenę praw majątkowych wpłynie negatywnie na łączne przychody ze sprzedaży energii i zielonych certyfikatów, które nie przekroczą (według przedłożonego projektu) 312 zł/MWh. Tymczasem w biznesplanach większości farm wiatrowych inwestorzy zakładali przychody na poziomie minimum 400 zł/MWh. W wyniku powyższej zmiany rentowność może stracić większość istniejących instalacji OZE. Powyższa zmiana nie tylko zagraża osiągnięciu celu 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 r., ale także doprowadzi w ostateczności do wzrostu cen energii. Wprowadzenie przedmiotowego zapisu spowoduje negatywne konsekwencje dla branży wiatrowej, dla gospodarki oraz ostatecznie dla konsumentów końcowych. Instytucje finansowe będące niezbędnymi uczestnikami procesu inwestycyjnego w źródła OZE, z uwagi na spodziewane efekty zmiany definicji opłaty zastępczej (zachwianie płynności farm, a co za tym idzie odpisy na spodziewane upadłości), w większości nie będą miały możliwości (kapitałowej i w zakresie apetytu na ryzyko) zaangażować się w kolejne inwestycje, w tym projekty fotowoltaiczne, co tylko pogłębi zagrożenie w zakresie niezrealizowania celu na OZE w 2020r.</p>	Uwaga przyjęta
27.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	Z zaskoczeniem stwierdzamy także, że mimo tak wielu pozytywnych zapowiedzi, Ministerstwo Energii w żaden sposób nie odniosło się ani w projekcie tej nowelizacji ani nawet jego Uzasadnieniu, do propozycji rozwiązań ws. rynku zielonych	Uwaga przyjęta



			<p>certifikatów, wypracowanej przez powołaną przez Ministerstwo Energii Grupę roboczą z udziałem partnerów społeczno-gospodarczych z branży OZE, która pracowała przez prawie dwa miesiące na rzecz rozwiązania opisywanego problemu i przedstawiła kompleksowe rozwiązanie, jeszcze w grudniu 2018 roku.</p>	<p>Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych przygotowywanej kolejnej nowelizacji zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
28.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	<p>W projekcie nowelizacji pominięto uzgodnione z URE wydłużenie terminu pierwszej sprzedaży energii w ramach systemu aukcyjnego o co najmniej 6 miesięcy. Okres ten jest niezbędny na przyłączenie instalacji i uzyskanie koncesji, której uzyskanie w obowiązujących terminach będzie coraz trudniejsze z uwagi na planowane na 2019 r. aukcje. Przepis ten jest kluczowy zwłaszcza dla instalacji fotowoltaicznych, dla których obecnie wskazane jest 18 miesięcy, a w przypadku których spółki dystrybucyjne nie są w stanie zachować terminu na przyłączenie do sieci a URE (wg przekazywanych nam informacji) wydłuża proces wydawania koncesji. Oczywiście poza powyższym przepisem niezbędny jest też przepis epizodyczny rozciągający powyższą możliwość na instalacje po aukcji z listopada 2018 r., gdyż ryzyko nie spełnienia w terminie warunków przyłączenia do sieci i uzyskania koncesji, umożliwiającej wejście do systemu aukcyjnego ulegnie nasileniu w okresie maja 2021 roku, kiedy finalizowane będzie większość tych projektów.</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>
29.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	<p>Zgłaszamy potrzebę uporządkowania kwestii mocy zainstalowanej elektrycznej w instalacji OZE. Tu także przedstawiono Ministerstwu Energii propozycje gotowych rozwiązań, wypracowanych w Grupie roboczej ds. mocy zainstalowanej elektrycznej w instalacji i przekazanej w grudniu 2018r.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
30.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	<p>Należy jasno określić czy ceny podane w projekcie nowelizacji są cenami netto czy brutto. Dotychczasowe przepisy są w tym względzie niespójne i niekonsekwentne, co rodzi ryzyko dla uczestników systemu wsparcia. Tu odpowiednia propozycja także została przygotowana i przesłana do ME przez inną Grupę roboczą ds. uporządkowania przepisów o podatku VAT.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Zmiana dotycząca podatku VAT została przewidziana w treści projektu w ramach art. 1 pkt 12.</p>
31.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	<p>Proponujemy podniesienie z 50kW do poniżej 500kW granicy do której przedsiębiorcy mieliby możliwość budowy prosumenckich instalacji odnawialnego źródła energii, które z racji na fakt ich włączenia (po wewnętrznej stronie licznika), służyłyby przede wszystkim maksymalizacji autokonsumpcji. Ten rodzaj instalacji, w obliczu rosnących cen energii, zwłaszcza dla sektora małych i średnich przedsiębiorstw, budzi coraz większe zainteresowanie przedsiębiorców, których produkcja jest energochłonna. Do grupy tej należą m.in. przedsiębiorstwa z branży przetwórstwa spożywczego oraz część większych gospodarstw rolnych specjalizujących się w produkcji zwierzęcej. Dla tej ostatniej grupy interesująca wielkość małej instalacji OZE, nastawionej</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Brzmienie przepisu zostanie wypracowane przez Międzyresortowy Zespół ds. Ułatwienia Inwestycji w Prosumenckie Instalacje Odnawialnych Źródeł Energii.</p>

			głównie na autokonsumpcję, w początkowym okresie nie będzie raczej przekraczała 200kW, wskazane jest jednak umożliwienie budowy instalacji do <500kW. Dla wdrożenia propozycji na początku wystarczy odpowiednia zmiana postanowień art.41 Ustawy o odnawialnych źródłach energii i objęcie uregulowaniami tam zawartymi poza mikroinstalacjami (do 50kW) także małych instalacji (<500kW). Wspomniani przedsiębiorcy i duzi rolnicy wskazują, że nie jest dla nich istotnym problemem uzyskanie wpisu do rejestru wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji OZE.	
32.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – POLSKA PV	Widzimy także potrzebę szerszego uregulowania kwestii związanych z ustandaryzowaniem jakości zastosowanych komponentów, zasad projektowania i sposobu prowadzenia prac montażowych, które w dużej mierze przekładają się na bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznych.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
33.	Uwaga ogólna	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa	Jednocześnie Izba wyraża zaniepokojenie niewystarczającymi zmianami w zakresie systemu wsparcia opartego o świadectwa pochodzenia energii odnawialnej. Należy przypomnieć, że ideą wprowadzenia konkurencyjnego systemu aukcyjnego było odejście od nieefektywnego wsparcia opartego o jednolitą wartość zielonych certyfikatów bez uwzględnienia indywidualnego poziomu kosztów, wsparcia udzielonego z innych źródeł czy kwestii autoprodukcji. W tym kontekście Izba popiera zmiany polegające na zmianie formuły obliczania opłaty zastępczej, co pozwoli uniknąć sytuacji jednoczesnego wzrostu kosztów energii elektrycznej i cen certyfikatów, który w 2018 r. doprowadził do znacznego zwiększenia kosztów energii dla odbiorców.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>  Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Jak wskazano do uzasadnienia do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.
34.	Uwaga ogólna	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa	Jednocześnie jednak inne elementy Projektu, w tym przede wszystkim podejście do kształtowania udziału energii elektrycznej z OZE w sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 59 Ustawy, prowadzą do zwiększenia lub przynajmniej utrzymania zapotrzebowania na zielone certyfikaty, co wpłynie na zwiększenie ich ceny do poziomu opłaty zastępczej. Ponieważ nowe źródła OZE wyłączone są spod systemu certyfikatów, nie ma praktycznie możliwości zwiększenia podaży zielonych certyfikatów w reakcji na wzrost cen. W tej sytuacji cena certyfikatów kształtowana będzie de facto przez wysokość opłaty zastępczej, co w połączeniu ze zmianą jej formuły oznacza zagwarantowanie wytwórcom w tym systemie stałych przychodów w wysokości ok. 312 zł/MWh. Z punktu widzenia odbiorców, najbardziej optymalne byłoby zapewnienie możliwości elastycznego kształtowania się cen certyfikatów oraz przeniesienie jak największej	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>  Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Jak wskazano do uzasadnienia do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby

			instalacji OZE do bardziej efektywnego systemu aukcyjnego. Aby to osiągnąć, należy (i) dostosować obowiązek, o którym mowa w art. 59 Ustawy, do zmniejszonej podaży certyfikatów oraz (ii) zwiększyć wolumen tzw. aukcji migracyjnych.	rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.
35.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia S.A.	<p>Proponujemy rozszerzenie zapisu "Nie wytworzył, wprowadził do sieci i sprzedał w ramach systemu aukcyjnego energii, o której mowa w art. 72 w ilości większej lub równiej 85% ilości określonej w ofercie wytwórcy, który wygrał aukcję, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, z wyłączeniem wytwórców w stosunku do których zastosowanie znajduje art. 83 ust. 3 i 3a oraz z wyłączeniem sytuacji, gdy nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie okoliczności wymienionych w art. 83 ust. 3b.</p> <p>Art. 83 ust. 3b. Dokonując weryfikacji rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy, o którym mowa w art. 73 ust. 3a pkt 5, uwzględnia się na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie:</p> <p>o sytuację, której wystąpienie, spowoduje ograniczenie lub wstrzymanie wytworzenia energii elektrycznej z OZE w dedykowanych instalacjach spalania biomasy i dla której nie będzie się stosowało art. 168 pkt 15.</p> <p>Uzasadnienie: Wprowadzenie powyższej propozycji pozwoli właścicielom instalacji OZE (głównie biomasowych) na uniknięcie w okresie długofalowym znaczących strat finansowych spowodowanych drastycznym wzrostem ceny biomasy. Znaczący wzrost cen biomasy może spowodować nieopłacalność pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy, w których wyłącznym paliwem jest biomasa i wstrzymanie pracy tych jednostek. Brak możliwości w systemie aukcyjny zmiany zadeklarowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej przy nieprzewidywalnym oddziaływaniu rynku biomasy, nie może powodować nakładania na Spółki drastycznych kar za działania, które mają na celu obronę finansów Spółki. Dodatkowo ze względów niezależnych od wytwórców energii elektrycznej w okresie długofalowym może wystąpić brak dostępności biomasy na rynku, co spowoduje wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy i w efekcie nałożenie na Spółkę drastycznych kar finansowych. Podkreślić należy, iż dedykowane instalacje spalania biomasy zostały wybudowane w celu zapewnienia wytwarzania energii elektrycznej w sposób stabilny dla KSE, mając istotne znaczenie dla dotrzymania krajowego celu udziału OZE w finalnym zużyciu energii. Brak wprowadzenia proponowanych zmian nie wyeliminuje ryzyk wynikających z obecnych zapisów ustawy OZE w zakresie uczestnictwa w systemie aukcyjnym OZE dla dedykowanych instalacji spalania biomasy, które spowodowały brak rozstrzygnięcia aukcji OZE dla tych instalacji w 2018 r. ze względu na brak złożenia ilości wymaganych ofert.</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Jak wskazano do uzasadnienia do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.</p>
36.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia S.A.	Proponowana wysokość kary jest zbyt wysoka i może powodować znaczące straty dla wytwórcy en. elektrycznej. Proponujemy, aby powyższy przepis określał maksymalny łączny poziom kar.	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej</p>

			<p>Uzasadnienie: Wprowadzenie powyższej propozycji pozwoli właścicielom instalacji OZE (głównie biomasowych) na uniknięcie w okresie długofalowym znaczących strat finansowych spowodowanych drastycznym wzrostem ceny biomasy. Znaczący wzrost cen biomasy może spowodować nieopłacalność pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy, w których wyłącznym paliwem jest biomasa i wstrzymanie pracy tych jednostek. Brak możliwości w systemie aukcyjny zmiany zadeklarowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej przy nieprzewidywalnym oddziaływaniu rynku biomasy, nie może powodować nakładania na Spółki drastycznych kar za działania, które mają na celu obronę finansów Spółki.</p> <p>Dodatkowo ze względów niezależnych od wytwórców energii elektrycznej w okresie długofalowym może wystąpić brak dostępności biomasy na rynku, co spowoduje wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy i w efekcie nałożenie na Spółkę drastycznych kar finansowych.</p>	<p>i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Jak wskazano do uzasadnieniu do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.</p>
37.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia S.A.	<p>Proponuje się nowe brzmienie ust. 7 w art. 47 Ustawy</p> <p>Uzasadnienie: Przedmiotowa zmiana pozwoli na osadzenie w czasie rzeczywistym, tj. w czasie którego dotyczy obowiązek nabywania i umarzania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, decyzji odnoszących się do tego obowiązku.</p> <p>Usuwa ona drugą z przesłanek korzystania z możliwości uiszczania opłaty zastępczej w postaci braku zawarcia jakichkolwiek transakcji na sesjach giełdowych.</p> <p>Jednocześnie dodaje jako przyczynę nienabycia właściwych świadectw pochodzenia ich wyższą cenę w stosunku do obowiązującej opłaty zastępczej.</p> <p>Szczegółowe uzasadnienie zostało przedstawione w 2. części formularza ("Uwagi szczegółowe").</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku. Jak wskazano do uzasadnieniu do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.</p>
38.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia S.A.	<p>Proponuje się wydzielenie odrębnego koszyka dla instalacji wykorzystujących wyłącznie energie promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej. Obecnie instalacje te są w jednym koszyku z elektrowniami wiatrowymi na lądzie. Sytuacja ta powoduje, że w przypadku aukcji dla jednostek o mocy powyżej 1 MW, przy obecnym poziomie cen referencyjnych (285 zł/MWh dla elektrowni wiatrowych i 350 zł/MWh dla elektrowni fotowoltaicznych) oraz obecnym potencjale projektów elektrowni wiatrowych mogących wziąć udział w aukcji OZE, elektrownie fotowoltaiczne nie są w stanie konkurować w jednym koszyku z elektrowniami wiatrowymi. Sytuacja ta blokuje możliwość rozwoju dużych elektrowni fotowoltaicznych.</p> <p>Uzasadnienie: Wydzielenie odrębnego koszyka dla instalacji fotowoltaicznych przełożyłoby się na efektywny udział dużych (o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW) projektów elektrowni fotowoltaicznych w aukcji w 2019 roku a tym samym na przyrost nowej mocy wytwórczych OZE zbliżający Polskę do wypełnienia celu 15%</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Wysokość nakładów inwestycyjnych na realizację dużych elektrowni PV powoduje, że pozostając w jednym koszyku z elektrowniami wiatrowymi instalacje te nie mają szans na złożenie konkurencyjnej oferty sprzedaży energii.	
39.	Uwaga ogólna	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>Dnia 24 grudnia 2018 r. weszła w życie nowela Dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych Dyrektywa OZE (DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona)). W motywie 59 oraz art. 19 Dyrektywa OZE postuluje rozszerzenie gwarancji pochodzenia na gaz ze źródeł odnawialnych. Celem takiego rozszerzenia jest zagwarantowanie odbiorcom końcowym pochodzenia odnawialnego gazu, takiego jak biometan, i ułatwienie rozwoju handlu transgranicznego takiego gazu. Dzięki takiej zmianie możliwe byłoby również wprowadzenie gwarancji pochodzenia w odniesieniu do innych gazów ze źródeł odnawialnych jak np. wodór. Należy zauważyć, że aby wypełnić obowiązki wynikające z Dyrektywy OZE konieczne jest wprowadzenie odpowiednich zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w szczególności do rozdziału 5 traktującego na ten moment jedynie o gwarancjach pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródeł energii.</p> <p>Wprowadzenie powyższych zmian odpowiada aktualnym tendencjom rynkowym, które mają na celu zwiększenie udziału gazów ze źródeł odnawialnych w systemach przesyłowych i dystrybucyjnych gazu w Unii Europejskiej. Po mimo, że GAZ-SYSTEM, na ten moment nie zajmuje się przesyłem gazu ze źródeł odnawialnych na szeroką skalę, to nie można wykluczyć prowadzenia takiej działalności w przyszłości (mieszanie gazów odnawialnych z gazem ziemnym). Co więcej, z związku z jasno określonym w Dyrektywie OZE terminem transpozycji jej postanowień do polskiego porządku prawnego powyższa zmiana przepisów będzie i tak konieczna w najbliższym czasie.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
40.	Uwaga ogólna	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	Należy podkreślić, że ewentualne zmiany w zakresie art. 56 ustawy OZE, dotyczące wysokości opłaty zastępczej, powinny być rozważane w późniejszym terminie. Proponowana zmiana byłaby kolejną na przestrzeni kilku lat modyfikacją systemu, co nie wpływa pozytywnie na pewność obrotu prawnego i inwestycyjnego. Skutki proponowanych zmian w art. 56 są obecnie trudne do przewidzenia, dlatego zasadne jest zrezygnowanie ze zmian w tym zakresie i dokonanie rzetelnych analiz i pogłębionych konsultacji tego zagadnienia.	<b>Uwaga przyjęta</b>
41.	Uwaga ogólna	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>Proponujemy dodanie art. 3a w brzmieniu:</p> <p>„Art. 3a. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. poz. 961) w art. 13 ust. 2 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„2. Pozwolenia na budowę dotyczące elektrowni wiatrowych, wydane przed dniem wejścia w życie ustawy oraz wydane na podstawie postępowania, o którym mowa w ust. 3, zachowują moc, o ile do dnia 31 grudnia 2021 roku wydana zostanie decyzja o pozwoleniu na użytkowanie.”</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Przyjęto propozycję rozwiązania kwestii zgodnie z uwagą MPiT nr 45</p>

			<p>Proponuje się wydłużenie terminu obowiązywania pozwoleń na budowę wydanych przed dniem wejścia w życie ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Postulowana zmiana podyktowana jest koniecznością wprowadzenia kompleksowej regulacji umożliwiającej partycypowanie w kolejnych aukcjach instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie.</p> <p>Z zadowoleniem należy przyjąć projektowane zmiany umożliwiające przedłużenie okresu obowiązywania umów przyłączeniowych dla instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym w szczególności elektrowni wiatrowych. Niemniej proponowana zmiana umożliwia jedynie udział w kolejnych aukcjach, jednak nie zapewnia już możliwości wybudowania takiej instalacji i uzyskania stosownych pozwoleń warunkujących rozpoczęcia jej użytkowania, a następnie rozpoczęcie sprzedaży wytworzonej energii w ramach aukcyjnego systemu wsparcia.</p> <p>Z obecnego brzmienia art. 13 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wynika, iż pozwolenia na budowę wydane dla elektrowni wiatrowych wydane przed dniem wejścia w życie tejże ustawy, tj. dniem 16 lipca 2016 r., zachowują moc o ile w ciągu 5 lat od dnia wejścia w życie ustawy, tj. w terminie do 16 lipca 2021 r., wydana zostanie decyzja o pozwoleniu na użytkowanie. Zatem, aby zapewnić przejrzyste i spójne uwarunkowania dla rozwoju projektów farm wiatrowych rekomendowanym jest wydłużenie terminu obowiązywania pozwoleń na budowę wydanych przed dniem 16 lipca 2016 r. pozwalającego na wybudowanie oraz oddanie do użytkowania instalacji, a następnie uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii. Mając na uwadze obecne uregulowania dotyczące elektrowni wiatrowych proponuje się, aby termin ten został określony na dzień 31 grudnia 2021 r.</p>	
42.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych art. 13 ust. 2 – wygasanie pozwoleń na budowę</p> <p>Aktualna treść Ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (dalej: „Ustawa o inwestycjach”) przewiduje okres 5 lat na wybudowanie i uzyskanie pozwolenia na użytkowanie elektrowni wiatrowej (tj. do dnia 16.07.2021 r.). W przypadku tegorocznych aukcji termin ustawowy na sprzedaż pierwszej energii wprowadzonej do sieci wynikający z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret 2 Ustawy OZE, określony dla instalacji elektrowni wiatrowych na 30 miesięcy, nie będzie mógł zostać w pełni skonsumowany. Stanie się tak niezależnie od momentu przeprowadzenia tegorocznej aukcji, ponieważ uprzednio wygaśnie pozwolenie na budowę. W konsekwencji, w przypadku każdej aukcji dla energetyki wiatrowej przeprowadzonej i wygranej po dniu 16 stycznia 2019 roku zaistnieje problem w postaci kolizji art. 13 ust. 2 Ustawy o inwestycjach z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret 2 Ustawy OZE. Należy odnotować, że stan opisany powyżej jest niedopuszczalny z perspektywy instytucji finansujących tego typu inwestycje. Mając na uwadze powyższe, kluczowym jest wprowadzenie następującej zmiany:</p> <p>W art. 13 w ust. 2 Ustawy o inwestycjach wyrazy „zachowują moc, o ile w ciągu 5 lat od dnia wejścia w życie ustawy wydana zostanie decyzja o pozwoleniu na</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Przyjęto propozycję rozwiązania kwestii zgodnie z uwagą MPiT nr 45</p>

			użytkowanie” zastępuje się wyrazami „wygasają na zasadach określonych w art. 37 Prawa budowlanego”.	
43.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych – kryterium odległościowe „10h”</p> <p>Jednocześnie postulujemy podjęcie prac ukierunkowanych na modyfikację kryterium odległościowego „10h”, umożliwiając tym samym dalszy rozwój sektora energetyki wiatrowej. Głównym ryzykiem w tym zakresie jest powstanie wieloletniej luki inwestycyjnej. Uwzględniając występującą w Polsce siedliskową zabudowę oraz mając świadomość, że cykl przygotowania projektu wynosi w przybliżeniu 5 - 6 lat, to właśnie ten okres należy wskazać, jako potencjalny przestój, który powstanie w przypadku rozdysponowania istniejących projektów w ramach nadchodzących aukcji. Co istotne, do powyższego doliczyć należy również okres przestoju. Jednocześnie należy mieć na uwadze, że przedmiotowe kryterium znajduje negatywne przełożenie także na funkcjonowanie samych gmin, ograniczając możliwość realizacji zabudowy mieszkaniowej w pobliżu farm wiatrowych. Stoimy na stanowisku, że powyższe kwestie powinny podlegać rozstrzygnięciom w ramach właściwości zleconych samorządom i być podejmowane lokalnie, zgodnie z zasadą subsidiarności.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
44.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Bariery inwestycyjne dla instalacji PV - koncesje</p> <p>Jednocześnie chcielibyśmy wskazać na zidentyfikowane przez nas bariery inwestycyjne stanowiące zagrożenie dla rozwoju projektów odnawialnych źródeł energii, a mianowicie brak uregulowań prawnych umożliwiających sprawne przyłączanie instalacji do sieci oraz przewlekłość postępowań w sprawie wydawania koncesji na wytwarzanie energii. Powyższe stwarza poważne ryzyko niewywiązania się przez zwycięzców ubiegłorocznych aukcji z obowiązku sprzedaży energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii po raz pierwszy we wskazanym terminie od dnia zamknięcia sesji aukcji. Odnotować należy, że problem ten dotyczy w szczególności instalacji fotowoltaicznych, które muszą spełnić ten obowiązek do 15 maja 2020 roku.</p> <p>Jak wynika z doświadczeń naszych członków, realizacja umów przyłączeniowych przez operatorów systemów dystrybucyjnych trwa ok. 14 miesięcy, począwszy od dnia zawarcia umowy przyłączeniowej.</p> <p>W konsekwencji zdecydowana większość projektów fotowoltaicznych jest przyłączana do sieci w ostatnim kwartale dopuszczalnego terminu na wejście do aukcyjnego systemu wsparcia wskazanego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ppkt a) Ustawy OZE, tj. 18 miesięcy.</p> <p>Mając na uwadze dokonaną w ubiegłym roku zmianę treści ww. przepisu w zakresie zobowiązania, jakie podejmuje uczestnik aukcji, a mianowicie ze zobowiązania do „wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej” na zobowiązanie do „sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii”, wydłużone terminy realizacji umów przyłączeniowych przez operatorów stwarzają realne ryzyko dla wywiązania się przez wytwórców z powyższego obowiązku aukcyjnego.</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>

			<p>Ponadto, zgodnie z aktualnym brzmieniem powyższego przepisu, rozpoczęcie sprzedaży w ramach aukcyjnego systemu wsparcia powinno być poprzedzone uzyskaniem koncesji. Obecnie średni czas postępowania w sprawie wydania koncesji na wytwarzanie energii wynosi ok. 4-5 miesięcy. Oczywiście branża energetyki odnawialnej ma pełną świadomość, iż wiele czynników wpływa na wydłużenie tychże postępowań, niemniej konsekwencje z tym związane dla zwycięzców aukcji są istotnie dotkliwe. Przewlekłość postępowań w sprawie wydania koncesji w połączeniu z opisaną powyżej obecną praktyką operatorów w zasadzie uniemożliwia wywiązanie się przez zwycięzców aukcji z obowiązku sprzedaży energii w ustawowym terminie, w szczególności w 18-miesięcznym terminie przeznaczonym dla instalacji fotowoltaicznych.</p> <p>Powyższe okoliczności przekładają się dodatkowo na trudności przy uzyskaniu finansowania na realizację inwestycji OZE z aukcji z 2018 r. Zgodnie z aktualnym doświadczeniem naszych członków, instytucje finansujące przedsięwzięcia w branży OZE niechętnie rozpatrują, a w zasadzie wykluczają możliwość przejęcia ryzyka administracyjnego w zakresie terminowego uzyskania koncesji, umożliwiającego wytwórcom wejście do aukcyjnego systemu wsparcia w ustawowym terminie. Skutkuje to tym, iż obecnie inwestycje fotowoltaiczne borykają się z zasadniczymi trudnościami przy uzyskaniu finansowania budowy projektów. Trudności przy uzyskaniu finansowania zwycięskich projektów mogą skutkować brakiem możliwości ich wybudowania, a w konsekwencji przyłączenia do sieci i produkcji energii z OZE liczonej w ramach unijnych celów OZE.</p> <p>W świetle powyższych istotnych zagrożeń dla rozwoju branży energetyki odnawialnej, w szczególności branży fotowoltaicznej, pragniemy wskazać proponowane rozwiązania systemowe umożliwiające usprawnienie procesu przyłączenia instalacji OZE do sieci oraz wydawania koncesji przez Urząd Regulacji Energetyki, tj.:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) skrócenie procedury wyłonienia wykonawców zakresu prac przyłączeniowych po stronie operatorów systemów dystrybucyjnych poprzez zastosowanie formuły „zaprojektuj i wybuduj” zamiast praktykowania dwuetapowej procedury przetargowej w zakresie wykonania samego projektu budowlanego i następnie odrębnie wykonawstwa prac,</li> <li>2) wprowadzenie regulacji ustawowych zobowiązujących operatorów systemów dystrybucyjnych do dostosowania terminów na przyłączenie instalacji do sieci uwzględniających konieczność uzyskania koncesji na wytwarzanie energii po przyłączeniu instalacji, a zdecydowanie przed upływem terminów wskazanych w art. 79 ust. 3 pkt 8 ppkt a) Ustawy OZE, w szczególności terminu 18 miesięcy ustanowionego dla instalacji fotowoltaicznych,</li> <li>3) wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego wydłużenie ustawowego terminu na sprzedaż energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego wskazanego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ppkt a) Ustawy OZE o kolejne 6 miesięcy, w przypadku gdy wytwórca który wygrał aukcję wykaże, że dokonał w tymże terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej zgodnie z wersją Ustawy OZE sprzed nowelizacji z 2018 r.,</li> </ol>	
--	--	--	--	--



			<p>4) wprowadzenie przepisów przejściowych umożliwiających objęcie ww. mechanizmem wytwórców, którzy wygrali aukcje przeprowadzone w listopadzie 2018 roku,</p> <p>5) uproszczenie i przyspieszenie postępowania w sprawie wydania koncesji na wytwarzanie energii</p> <p>w przypadku, gdy wytwórca posiada ważną promesę koncesji, a wskazane w niej warunki nie uległy zmianie, poprzez wprowadzenie maksymalnego, 30-dniowego okresu trwania postępowania administracyjnego.</p> <p>Powyższe rozwiązania zapewniłyby możliwość wywiązania przez wytwórców energii, szczególnie z instalacji fotowoltaicznych, z ciężących na nich obowiązków ustawowych, minimalizując ryzyka towarzyszące rozwijaniu tego typu inwestycji, jednocześnie nie powodując nadmiernego obciążenia organów administracji publicznej oraz operatorów systemów dystrybucyjnych.</p>	
45.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	<p>Ze względu na fakt, iż System Certyfikatów Biogazowych ("Błękitnych") nie jest notyfikowany i w obecnym kształcie będzie raczej trudny do notyfikacji, dalsze pozostawanie biogazowni rolniczych w tym Systemie stwarza dla właścicieli tych instalacji oraz finansujących banków nieakceptowalne ryzyko, a dodatkowo uniemożliwia właścicielom uzyskanie finansowania bankowego na jakąkolwiek modernizację lub rozbudowę biogazowni.</p> <p>Jedynym rozwiązaniem, zgodnym zresztą z deklaracjami Ministerstwa Energii z II połowy 2016r, jest jak najszybsza migracja wszystkich biogazowni rolniczych do Nowego Systemu Wsparcia OZE (Taryfy FIP/FIT i Aukcje).</p> <p>Adekwatne wolumeny na rok 2019 (co najmniej dwukrotnie wyższe od zaproponowanych w projekcie nowelizacji), poza cenami referencyjnymi odzwierciedlającymi LCOE istniejących biogazowni, są kluczowe - zwłaszcza dla instalacji o mocy &gt;1MW, które nie mogą skorzystać z Systemu Taryf FIP/FIT - dla sprawnej migracji tych instalacji do Nowego Systemu.</p> <p>Aby skutecznie wygasić Stary System, z racji na wymóg odrzucenia w każdej aukcji 20% najdroższych ofert, w ciągu 2019r powinny odbyć się 2 aukcje migracyjne; pierwsza jak najszybciej i na pełny wnioskowany w tej poprawce wolumen. Pozostałe (po obu aukcjach migracyjnych) kilka biogazowni mogłoby być przeniesione z początkiem 2020 r. do Nowego Systemu w uproszczonym trybie uzgodnionym z Komisją Europejską.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
46.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Po drugie, w szerszej perspektywie należy wskazać, że terminy dotyczące obowiązywania pozwoleń na budowę oraz umów o przyłączenie do sieci zawarte w ustawie o OZE są niespójne z terminami dotyczącymi obowiązku wytworzenia energii po wygraniu aukcji. Zgodnie z obecnym brzmieniem art. 79 ust. 3 pkt 8) lit. a ustawy o OZE, uczestnik aukcji zobowiązuje się do sprzedaży po raz pierwszy, w terminie 30 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub zostanie zmodernizowana po dniu przeprowadzenia aukcji<sup>1</sup>. Tymczasem, jak widać już na pierwszy rzut oka, terminy wygaśnięcia pozwoleń na budowę oraz rozwiązania umów przyłączeniowych de facto skracają w sposób nieuprawniony ten okres. Co więcej, należy pamiętać, iż zarówno</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Przyjęto propozycję rozwiązania kwestii zgodnie z uwagą MPiT nr 45</p>

			<p>lipiec 2021 r., a tym bardziej styczeń 2020 r. stanowią terminy niezwykle trudne do dotrzymania przez inwestorów z uwagi na skomplikowane uwarunkowania procesu inwestycyjnego lądowej energetyki wiatrowej, a w konsekwencji prowadzą poważne ryzyko obniżenia produkcji zielonej energii.</p> <p>Naszym zdaniem, projekty, które posiadają pozwolenie na budowę, lub co do których wszczęto postępowanie o jego wydanie przed wejściem w życie ustawy odległościowej i deklarują udział aukcji, a także te, które nie zamierzają korzystać z systemu wsparcia, powinny mieć przesunięty termin na uzyskanie pozwolenia na użytkowanie z 16 lipca 2021 na 16 lipca 2023 r., co pozwoli na niezakłóconą realizację inwestycji wiatrowych. Jeśli tak się nie stanie, to nawet wygrana w aukcji i niezwłoczne przystąpienie do budowy nie zagwarantuje ukończenia inwestycji. W trakcie jej realizacji może wygasnąć pozwolenie na budowę, co uniemożliwi dostarczenie energii do sieci. W takiej sytuacji terminy dotyczące umów o przyłączenie również powinny zostać odpowiednio przedłużone – terminy te powinny iść w parze.</p> <p>Kwestia terminu ważności pozwolenia na budowę jak i samego okresu 30 miesięcy jakie ustawodawca przewidział na realizację projektów wiatrowych nabierają szczególnego znaczenia z perspektywy określonych zjawisk związanych z cyklem inwestycyjnym w energetyce wiatrowej, które w naszej ocenie nie zostały uwzględnione przez ustawodawcę w zaproponowanej nowelizacji ustawy o OZE. Typowy okres realizacji inwestycji w średniej wielkości (30-50MW) farmę wiatrową wynosi ok. 24-26 miesięcy, od momentu wydania polecenia wykonawcy rozpoczęcia prac budowlanych (czyli najwcześniej od daty rozstrzygnięcia aukcji, której data jest wciąż niewiadoma), do chwili uzyskania pozwolenia na użytkowanie. Jednakże w przypadku realizacji takiej inwestycji w warunkach systemu aukcyjnego, do powyższego okresu należy doliczyć dodatkowy czas wynikający z następujących okoliczności:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• warunki systemu aukcyjnego powodują, iż w przypadku rozstrzygnięcia aukcji i przyznania wsparcia projektom o sumarycznej mocy ok 2,5 GW w tym samym dniu, wszystkie podmioty, które uzyskają wsparcie w wyniku tej aukcji, w tym samym terminie, aktywują przygotowane umowy warunkowe na dostawę turbin wiatrowych i wykonanie prac budowlanych z takim samym terminem realizacji i zakończenia. Problemy, jakie wywołuje w firmach budowlanych takie nagłe spiętrzenie zamówień są w Polsce dość dobrze rozpoznane i niemożliwe do uniknięcia z przyczyn niezależnych zarówno od inwestorów, jak i wykonawców (np. problemy przepustowości znajdującej się w remoncie infrastruktury kolejowej dla potrzeb szybkiego i terminowego przewozu sypkich materiałów budowlanych). Dodatkowo, takie spiętrzenie zamówień wywoła również wydłużenie terminów realizacji dostaw i usług montażowych po stronie dostawców turbin wiatrowych. Jest to spowodowane tym iż w ciągu ostatnich 2 lat nastąpiła istotna konsolidacja na rynku producentów turbin wiatrowych i z 5-6 firm, które oferowały swoje urządzenia na polskim rynku w latach 2014-2016, dziś tę samą liczbę turbin będzie musiało dostarczyć tylko 3 producentów, gdyż w ostatnich dwóch latach europejski rynek dostawców turbin</li> </ul>	
--	--	--	--	--

			<p>wiatrowych przeszedł silną konsolidację, dopasowując swój potencjał produkcyjny do zmniejszonego zapotrzebowania na te urządzenia jakie miało miejsce w latach 2017-2018. Zapewnienie więc realizacji „jednorazowego” zamówienia na 2,500 MW nowych turbin wiatrowych musi wydłużyć termin ich dostawy o ok 4 do 6 miesięcy ponad standardowy okres dostawy zakładany w harmonogramach 24-miesięcznych;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• jednocześnie, w tym samym terminie, czyli po upływie ok 24-28 miesięcy od daty rozstrzygnięcia aukcji, kilkaset instalacji, które uzyska wsparcie i przystąpi do budowy, zakończy swój proces inwestycyjny i wystąpi do stosunkowo niewielkiej liczby starostw powiatowych o wydanie pozwolenia na użytkowanie, którego data wydania musi nastąpić przed 16 lipca 2021 r., zgodnie z niezmienionym brzmieniem art. 13 ust. 2 ustawy odległościowej. Przy tak bezprecedensowym spiętrzeniu procedur wydawania pozwoleń na użytkownie trudno oczekiwać od organu wydającego pozwolenia, dotrzymania obowiązującego obecnie terminu 30 dni, który już teraz często jest przekraczany, ze względu na dużą ilość i złożoność dokumentacji jaką organ ten musi przeanalizować, w związku z rozpatrywanym wnioskiem;</li> <li>• trzecią, niezwykle ważną okolicznością podnoszoną już wcześniej, lecz bezskutecznie przez nasze Stowarzyszenie jest fakt, iż opóźnienie procesu inwestycyjnego o 3-4 miesiące może powstać ze względu na spiętrzenie prac po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych, którzy również w tym samym terminie będą musieli dokonać przyłączenia ponad kilkaset nowych instalacji, co do tej pory nigdy nie miało miejsca w ich działalności. Konsekwencje opóźnień po ich stronie, jak i po stronie starostw powiatowych, skutkujące dla inwestorów utratą ważności pozwolenia na budowę będą niezwykle poważne, gdyż całkowicie nieodwracalne w obowiązującym systemie prawnym i opiewające na kwoty idące w setki milionów złotych.</li> </ul> <p>Konsekwencją utrzymania powyższego stanu rzeczy, który wynika bezpośrednio z przytoczonych przepisów będzie z jednej strony zmniejszenie po stronie inwestorów zainteresowania udziałem w aukcji, ze względu na zbyt duże ryzyko inwestycyjne, a z drugiej strony pojawienia się ryzyka wysokich roszczeń odszkodowawczych wobec samorządów lub Spółek Skarbu Państwa, jeżeli obecnie obowiązujące terminy zostaną przekroczone przez realizowane inwestycje z przyczyn nieleżących po stronie inwestorów.</p> <p>Tym bardziej wnioskujemy o uwzględnienie naszych wcześniejszych postulatów związanych z wydłużeniem do 16 lipca 2023 roku okresu przewidzianego na realizację inwestycji wiatrowych posiadających pozwolenia na budowę i wprowadzenia postanowień o wydłużeniu terminu w jakim uczestnik aukcji zobowiązuje się do sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub zostanie zmodernizowana po dniu przeprowadzenia aukcji z obecnych 30 miesięcy do 36 miesięcy, aby zapewnić gwarancję wyprodukowania energii w odpowiednim czasie, tak jak Projektodawcy wydłużyli analogiczne terminy dla innych technologii w art. 1 pkt 15) Projektu.</p> <p>W ocenie PSEW należy wyraźnie przewidzieć w Projekcie propozycje opisane powyżej poprzez:</p> <p>a) dodanie w Projekcie nowego art. 4 z jednoczesną odpowiednią zmianą numeracji</p>	
--	--	--	--	--

			<p>kolejnych artykułów w brzmieniu:  Art. 4. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2016 r., poz. 961 ze zm.) wprowadza się następujące zmiany:  2) art. 13 ust. 2 otrzymuje brzmienie:  2. Pozwolenia na budowę dotyczące elektrowni wiatrowych, wydane przed dniem wejścia w życie ustawy oraz wydane na podstawie postępowania, o którym mowa w ust. 3, zachowują moc, o ile w ciągu 7 lat od dnia wejścia w życie ustawy wydana zostanie decyzja o pozwoleniu na użytkowanie.  Analogicznie powinny zostać wydłużone terminy dotyczące umów przyłączeniowych (do 2023 roku).</p>	
47.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Generalne złagodzenie zasady 10H poprzez przywrócenie władztwa planistycznego gminom.  Projekt w żaden sposób nie odnosi się do jednej z głównych barier dla rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, jaką są ograniczenia lokalizacyjne wynikające z ustawy odległościowej. Co do zasady stoimy na stanowisku, że utrzymanie zasady 10H w stosunku do lokalizowania elektrowni wiatrowych w stosunku do zabudowań mieszkalnych, a także form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych, jest nieuzasadnione żadnymi racjonalnymi względami interesu publicznego, nie spełnia też warunków konieczności i proporcjonalności.  Naszym zdaniem przepisy z zakresu ochrony środowiska, w szczególności dotyczące oceny oddziaływania inwestycji na środowisko, a także z zakresu prawa budowlanego ustanawiają wystarczające ramy prawne regulujące lokalizację i eksploatację lądowych farm wiatrowych, w tym w zakresie ich oddziaływania na środowisko i zachowania odpowiednich odległości od form ochrony przyrody.  Uważamy w tym kontekście, że powinien co najmniej zostać wprowadzony mechanizm przywracający władztwo planistyczne samorządom gminnym, pozwalający gminom na przyjmowanie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego niższego kryterium odległościowego, ale wyłącznie pod warunkiem, że za przyjęciem takiego planu głos odda co najmniej 3/5 radnych. Tak wysoki próg zagwarantuje szeroką akceptację społeczności lokalnej dla inwestycji, eliminując jakiegokolwiek obawy w tym względzie.  W ocenie PSEW należy wyraźnie przewidzieć w Projekcie propozycję opisaną powyżej poprzez dodanie w Projekcie nowego art. 4 z jednoczesną odpowiednią zmianą numeracji kolejnych artykułów w brzmieniu:  Art. 4. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2016 r., poz. 961 ze zm.) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 4 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  1a. Odległość, o której mowa w ust. 1 pkt 1, może być zmniejszona w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego przewidującym lokalizację elektrowni wiatrowych, o ile uchwała rady gminy o przyjęciu takiego planu zapadnie większością 3/5 głosów w obecności co najmniej połowy ustawowego składu rady gminy.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

48.	Uwaga ogólna	Polska Izba Gospodarcza „Ekorozwój”	<p>Ustawa nie jest w pełni adekwatna do podstawowej zasady jaka już obowiązuje i będzie coraz ściślej egzekwowana – gospodarki recykulacyjnej tj. gospodarki obiegu zamkniętego. Ustawa stwarza szczególne preferencje dla wiatraków morskich i w mniejszym stopniu dla lądowych, które nie powinny być uprzywilejowane.</p> <p>Zdaniem PIG „Ekorozwój” absolutną preferencją winny być objęte te rodzaje o.z.e., które są niepodatne lub mało podatne na zmienne warunki pogodowe i klimatyczne. Do takich należą – biogazownie, ze szczególnym wsparciem dla biogazowni wykorzystujących wszelkiego rodzaju odpady organiczne oraz hydroenergetyka. Potencjał tych 2 rodzajów o.z.e., może zabezpieczyć uzyskanie limitów energii ustalanych decyzjami Unii Europejskiej.</p> <p>Fascynacja przyrostem mocy w wiatrakach tak morskich jak i lądowych nie zabezpieczy potrzeb systemu energetycznego, z uwagi na zmienność produkcji energii, jak również ze względu na rozliczanie się z Unią Europejską z udziału zielonej energii w zużyciu energii brutto, a nie w wielkości zainstalowanej mocy.</p> <p>PIG „Ekorozwój” ocenia, że z biogazowni różnych typów oraz z hydroenergetyki, która może wykorzystać ca 7 tysięcy potencjalnych lokalizacji po byłych jazach, młynówkach, śpiętrzniach, możliwe jest uzyskanie ca 4 tys. MW, podpierających skutecznie system przesyłu energii, zwłaszcza na terenach częstych awarii sieci i przerw w dostawach energii. Dla rozwoju biogazowni niezbędne jest uproszczenie procedur lokalizacyjnych, celem ograniczenia dowolności działań administracji gminnych.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
49.	Uwaga ogólna	Puch Grzegorz	<p>Jako uczestnik konsultacji społecznych wyrażam głęboki sprzeciw wobec polityki Ministerstwa Energii odnośnie energetyki wiatrowej. Mimo obietnic i zapewnień Ministra Energii w telewizji, że żadne nowe elektrownie wiatrowe nie powstaną, rzeczywistość wygląda zupełnie inaczej. W mojej miejscowości właśnie buduje się dwie elektrownie wiatrowe w bliskiej odległości od zabudowań ludzkich, w tym moich. Pikanterii dodaje fakt, że w czasie „pożał się Boże” konsultacji społecznych zapewniano nas , że będą montowane nowe wiatraki, a rzeczywistość jest taka, że montowane będą stare złomy sprowadzone z Niemiec .Proszę o odpowiedź czy Ministerstwo Energii popiera takie rozwiązania. Kto zapewni mi bezpieczeństwo skoro nikt nie zwraca uwagi na hałas niskoczęstotliwościowy i infradźwięki? Dlaczego nie ma „ustawy odległościowej”? Mówi się, że w pobliżu mojego domu ma powstać kolejna, trzecia elektrownia o potężnej mocy.</p> <p>W latach 2010- 2014 byłem radnym gminy Nowa Brzeźnica i wiele energii poświęciłem na " walkę z wiatrakami ". Byłem jednym z nielicznych radnych opozycyjnych i wszystkie moje działania były przegłosowywane na nie. Pisałem pisma do wszystkich możliwych instytucji państwowych, ale pozostawały one bez echa. Firma wiatrakowa Windprojekt była silniejsza. Przyplaciłem to wszystko zdrowiem i dzisiaj jestem człowiekiem po zawale serca, a wiatraki nadal powstają.</p> <p>Wykazywałem na piśmie szereg nieprawidłowości w postępowaniu przygotowawczym i dalej ( brak dostępu do informacji publicznej, nawet mnie jako radnemu odmawiano wglądu do dokumentów związanych z budową elektrowni wiatrowych, brak rzetelnych badań, błędy merytoryczne w raporcie oddziaływania</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>inwestycji na środowisko, pisany metodą „kopiuj,wklej”).Mimo tych pięknych haseł, na które powołują się inwestorzy i miejscowi decydenci rzeczywistość wygląda zupełnie odmiennie, to jest czarno.</p> <p>Dziś nie widzę żadnej nadziei na poprawę sytuacji i normalność w tym kraju.</p> <p>Jak można dopuszczać żeby firmy budujące wiatraki same pisały sobie raporty-oceny wpływu inwestycji na ludzi?. Iluż mamy urzędników umiejących ocenić merytoryczną stronę tych raportów? A kto widział te niby badania akustyczne czy promieniowania? Przecież to zwykła fikcja.</p> <p>Drodzy urzędnicy, zastanówcie się czy chcielibyście przeżywać to co przeżywają tysiące zwykłych ludzi takich jak ja, czy chcielibyście aby Wasze zdrowie było narażone na niebezpieczeństwo. Zastanówcie się komu służyć: zwykłym Polakom (do czego jesteście powołani )czy lobby wiatrakowemu.</p> <p>Proszę o rzetelne podejście do tematu i uregulowanie polityki energii wiatrowej zgodnie z oczekiwaniami społeczności lokalnych i w sposób przyjazny dla zwykłych ludzi( rzetelna, merytoryczna analiza i ocena wpływu inwestycji na środowisko, w tym na ludzi, zachowaniu wymogu przynajmniej odległości dziesięciokrotnej wysokości wiatraka od zabudowań ludzkich.</p>	
50.	Uwaga ogólna	Salarian Sp. z o.o., Gewind Grabik Sp. z o.o., Miksztal Windfarm Sp. z o.o., Suchań Sp. z o.o., Działdowo Sp. z o.o.	Po pierwsze, należy zauważyć, że Projekt nie przewiduje żadnych mechanizmów, które rozwiązałyby kwestię nadpodaży ZC na rynku. Pomimo licznych apeli ze strony przedstawicieli sektora OZE w Polsce, rząd polski nie podjął żadnych kroków w celu zmniejszenia nadpodaży ZC lub złagodzenia konsekwencji tego zjawiska. Ponadto autorzy Projektu nie uznali nadpodaży ZC za kwestię nagłą i nie wprowadzili w Projekcie żadnych mechanizmów w odniesieniu do tego problemu. Obawa ta wymaga pilnych zmian w drugiej wersji Projektu lub podczas dalszych prac nad Projektem, kontynuowanych w niedalekiej przyszłości, w celu przywrócenia stabilności rynku.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
51.	art. 2 pkt 1 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Polska Izba Gospodarcza „Ekorozwój”	W art. 2 ust 1 – do definicji biogazu dodać: „niezanieczyszczonych, dennych osadów jeziorowych” Uzasadnienie – eutrofizacja jezior, ich zarastanie i zamulanie, gromadzi olbrzymią ilość materiału organicznego, dotychczas niewykorzystanego. Doświadczenia półtechniczne potwierdzają jego przydatność do biogazowania i są inwestorzy zainteresowani budową tego typu biogazowani.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
52.	art. 2 pkt 10a ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	Zmiana brzmienia art. 1 pkt 1 Projektu: „Art. 1 W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42 i 60) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2: (...) b) dodaje się punkt 10a w brzmieniu: „10a) energia geopressure - energię o charakterze nieantropogenicznym skumulowaną w postaci ciśnienia pod powierzchnią ziemi”, c) w pkt 22 po wyrazach „energię geotermalną” dodaje się „energię geopressure”, <u>Uzasadnienie:</u> Gaz ziemny w złożach, w podziemnych magazynach oraz w systemie przesyłowym znajduje się pod znacznie wyższym ciśnieniem niż gaz ziemny	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			<p>dostarczany odbiorcom końcowym w systemie dystrybucyjnym. Z tego względu musi być ono stopniowo obniżane. W procesie jego redukcji tj. w procesie rozprężania gazu, uwalnia się energia. Dotychczas powszechnie stosowane przy rozprężaniu gazu urządzenia, tj. zawory redukujące (tzw. <i>Joule'a-Thomsona</i>), nie umożliwiały jej odzyskiwania, w wyniku czego była ona bezpowrotnie tracona. Obecnie zawory redukujące są stopniowo zastępowane przez turbiny rozprężające - turboekspandery pozwalające na odzyskanie energii. W tych urządzeniach rozprężający się gaz napędza turbinę sprzężoną z generatorem prądu. Turboekspandery pozwalają zatem na zamianę naturalnej energii ciśnienia gazu z górotworu na energię elektryczną.</p> <p>Pierwsze eksperymenty z turboekspanderami w gazownictwie rozpoczęto w latach 80-tych XX wieku w Stanach Zjednoczonych. Obecnie są one coraz powszechniej wykorzystywane, m.in. się w Toronto (od 2008 r.) oraz Londynie (2010 r.). Od 2005 r. w Polsce PGNiG wykorzystuje turboekspandery wyprodukowane w Stanach Zjednoczonych na swojej instalacji przetwarzania gazu ziemnego w Odolanowie. Generują one energię elektryczną na poziomie nawet 1000 MWh rocznie. Obecnie trwają testy turboekspandera wyprodukowanego w Polsce, który jest zainstalowany w systemowej stacji redukcji ciśnienia.</p> <p>Do tej pory turboekspandery były wykorzystywane w Polsce w ograniczonym zakresie. Taki stan wynikał m.in. z ich wysokiej ceny oraz skomplikowanej technologii ich wytwarzania. W wyniku rozwoju tej innowacyjnej technologii oraz spadku kosztu wytwarzania turboekspanderów, prawdopodobieństwo wzrostu ich liczby jest wysokie. W konsekwencji, wydaje się, że zaliczenie energii geopressure do odnawialnych źródeł energii będzie stanowiło bodziec stymulujący dalszy rozwój tych instalacji oraz pozwoli na rozpowszechnienie powyższej technologii.</p>	
53.	art. 2 pkt 19a ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art. 1 pkt 1 po ppkt a) dodać ppkt aa) zmieniający art. 2 pkt 19a modernizacja – proces inwestycyjny, którego celem jest:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego, lub</li> <li>- konwersja instalacji niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii lub instalacji spalania wielopaliwowego w wyniku której powstaje dedykowana instalacja spalania biomasy,</li> </ul> <p>Uzasadnienie: Uważamy, że powyższe zmiany przy zaistnieniu sprzyjających warunków (odpowiednia wysokość ceny referencyjnej dla instalacji zmodernizowanych) pozwolą na rozważenie możliwości przeprowadzenia stosownych modernizacji co spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
54.	art. 2 pkt 22 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>22) odnawialne źródło energii - odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, <b>energię geopressure</b>, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów; Treść artykułu w trybie zmian i poprawek</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego,</p>

			<p><b>Uzasadnienie:</b> Dodać : 10a) energia geopressure - energię o charakterze nieantropogenicznym skumulowaną w postaci ciśnienia pod powierzchnią ziemi; Gaz ziemny znajdujący się w złożach, w podziemnych magazynach oraz w systemie przesyłowym jest pod naturalnym ciśnieniem znacznie wyższym niż gaz dostarczany odbiorcom w systemie. Z tego względu ciśnienie w poszczególnych częściach systemu musi być stopniowo obniżane. W procesie redukcji ciśnienia tzn. rozprężania gazu ziemnego, uwalniana jest energia. Dotychczas powszechnie stosowane przy tym rozprężaniu urządzenia, tj. zawory redukujące (tzw. Joule'a-Thomsona), nie umożliwiały odzysku tej energii., która była bezpowrotnie tracona. Jednak stopniowo zastępowane są one przez turbiny rozprężające – <b>turboekspandery, w których rozprężający się gaz napędza turbinę sprzężoną z generatorem prądu.</b> Turboekspandery pozwalają więc na zamianę naturalnej energii ciśnienia gazu z górotworu na energię elektryczną .</p> <p><b>Obecne wykorzystanie turboekspanderów.</b></p> <p>Pierwsze eksperymenty z turboekspanderami w gazownictwie rozpoczęto w latach 80-tych w Stanach Zjednoczonych. Obecnie coraz powszechniej wykorzystuje się je, np. w Toronto (od 2008r.) czy Londynie (2010r.). W Polsce PGNiG SA od 2005r. wykorzystuje turboekspandery wyprodukowane w USA na swojej instalacji przetwarzania gazu ziemnego w Odolanowie, gdzie generują energię elektryczną na poziomie nawet 1000 MWh rocznie. Obecnie trwają testy turboekspandera wyprodukowanego w Polsce, a zainstalowanego w systemowej stacji redukcji ciśnienia. Ograniczone dotychczas wykorzystanie turboekspanderów wynika z kilku powodów, m.in. wymaganej zaawansowanej technologii ich wytwarzania (w szczególności – używanych materiałów) czy wysokiej ceny. Jednak wraz z trwającym rozwojem tej innowacyjnej technologii i spadkiem kosztu wytwarzania ich wykorzystanie będzie rosło. Czynnikiem akcelerującym to będzie zaliczenie geopressure do odnawialnych źródeł energii.</p>	który może wydłużyć czas procedowania projektu.
55.	art. 2 pkt 27a ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	Status prosumenta przysługuje wspólnotom mieszkaniowym ze względu na brak prowadzenia działalności gospodarczej natomiast nie przysługuje spółdzielniom, mimo tego, że prowadzona przez nie działalność ma z założenia wyłącznie zaspokoić potrzeby mieszkaniowe jej członków. Możliwość rozliczeń w systemie opustów dotycząca prosumentów pozwala na zasadne ekonomicznie inwestycje w systemy fotowoltaiczne przeznaczone do zasilania części wspólnych budynków. Brak tej możliwości wymaga uzyskania wysokiej dotacji albo przekreśla sens inwestycji. Spółdzielnie mieszkaniowe powinny zostać dopisane do katalogu prosumentów w art. 2 ust. 27a.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Brzmienie przepisu zostanie wypracowane przez Międzyresortowy Zespół ds. Ułatwienia Inwestycji w Prosumenckie Instalacje Odnawialnych Źródeł Energii.
56.	art. 15a ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	Dopisanie w art. 15a ustawy do listy możliwych członków klastra energii wspólnot mieszkaniowych. Obecny stan art. 15a ustawy pomija wspólnoty mieszkaniowe (nie będące ani osobą fizyczną ani osobą prawną), które są potencjalnym znaczącym uczestnikiem klastrowo tworzonych w miastach z racji posiadania dużych powierzchni dachów do wykorzystania w tym celu.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem nowelizacji.
57.	art. 22 ust. 1 ustawy OZE	Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	art. 22 ust. 1 otrzymuje brzmienie:	<b>Uwaga przyjęta</b>



	(propozycja zmiany)		<p>„1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, do których sieci została przyłączona instalacja, o której mowa w art. 20 ust. 1, przekazują Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdania kwartalne zawierające informacje dotyczące odpowiednio:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) ilości energii elektrycznej z biogazu rolniczego wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej należącej do operatora tej sieci przez poszczególnych wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji,</li> <li>2) ilości biogazu rolniczego wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej gazowej należącej do operatora tej sieci przez poszczególnych wytwórców biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego,</li> <li>3) wykazu wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji albo wytwórców biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego - w terminie 30 dni od dnia zakończenia kwartału.”.</li> </ol> <p><u>Uzasadnienie:</u> Obecnie operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych są zobowiązani do przekazywania Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdań zawierających informacje dotyczące:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) odpowiednio ilość energii elektrycznej albo biogazu rolniczego wytworzonej przez poszczególnych wytwórców,</li> <li>2) łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1, która została wytworzona z biogazu rolniczego w poszczególnych mikroinstalacjach i wprowadzona do jego sieci dystrybucyjnej – w przypadku wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego,</li> <li>3) ilości biogazu rolniczego wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej gazowej – w przypadku wytwórców biogazu rolniczego,</li> <li>4) wykazu odpowiednio wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji albo wytwórców biogazu rolniczego.</li> </ol> <p>Jednak z informacji przekazywanych przez operatorów wynika, że w przedmiotowych sprawozdaniach wykazują oni dane pozyskane od wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji na podstawie dobrowolnych oświadczeń lub w przypadku ich braku umieszczają adnotację o braku tych danych. Przedstawiona sytuacja jest spowodowana zmianą przepisów ustawy OZE, które obowiązują od 1 lipca 2016 r. Zniesiono wówczas obowiązek informowania operatorów przez wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji i wytwórców biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego o danych ujętych w art. 22 pkt 1), 2) i 3) ustawy OZE.</p> <p>W konsekwencji operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych posiadają wyłącznie wiedzę na temat ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej tego operatora, tj. zmierzonej na granicy stron.</p> <p>Jednocześnie należy mieć na uwadze, że wprowadzenie zaproponowanego brzmienia ww. przepisu będzie wymagało również wdrożenia odpowiednich przepisów przejściowych określających dzień, do którego będą obowiązywały przepisy dotychczasowe.</p>	
--	---------------------	--	---	--

58.	art. 24 ust. 3 ustawy OZE (propozycja <u>zmiany</u> )	Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	<p>uchyla się art. 24 ust. 3;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> W dniu 4 listopada 2018 r. weszło w życie Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1504 z dnia 2 października 2018 r. uchylające rozporządzenie (UE) nr 256/2014 w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej.</p> <p>W związku z powyższym za uzasadnione należy uznać uchylenie art. 24 ust. 3 ustawy. Jednocześnie zwracam się z uprzejmą prośbą o dokonanie analogicznych zmian w przepisach ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2018 r. poz. 1344, z późn. zm.).</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
59.	art. 31 ust. 3 ustawy OZE (propozycja <u>zmiany</u> )	Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	<p>w art. 31 ust. 3 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„3. W przypadku wydania decyzji, o której mowa w art. 30 ust. 1, Dyrektor Generalny KOWR informuje sprzedawcę zobowiązanego, o którym mowa w art. 40 ust. 1, o wykreśleniu wytwórcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego z rejestru wytwórców biogazu rolniczego, w terminie 14 dni od dnia wykreślenia wpisu.”;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Aktualne brzmienie art. 31 ust. 3 ustawy zobowiązuje Dyrektora Generalnego KOWR do informowania sprzedawcy zobowiązanego o wykreśleniu wpisu z rejestru wytwórców biogazu rolniczego w terminie 14 dni od dnia wydania decyzji o zakazie wykonywania działalności gospodarczej. Biorąc pod uwagę, że ww. decyzja podlega możliwości zaskarżenia do organu II instancji, a także złożenia do tego organu wniosku o wstrzymanie rygoru natychmiastowej wykonalności ww. decyzji, termin 14 dni od dnia wydania decyzji o zakazie wykonywania działalności nie pozwala Dyrektorowi Generalnemu KOWR na realizację ustawowego obowiązku (przedsiębiorca faktycznie nie zostaje wykreślony z rejestru w terminie 14 dni od dnia wydania decyzji o zakazie wykonywania działalności gospodarczej, lecz wówczas gdy przedmiotowa decyzja stanie się ostateczna). W związku z powyższym uzasadnione jest wprowadzenie ww. zmiany.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
60.	art. 38a i 38d ustawy OZE (propozycja <u>zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	<p>Określenie w art 38a oraz 38d ustawy lub w rozporządzeniu wykonawczym zasad kształtowania taryfy za dystrybucję energii w ramach klastra lub spółdzielni energetycznej na rzecz OSD jako opłaty zależnej od ilości energii dystrybuowanej pomiędzy członkami klastra/spółdzielni. Proponowane rozwiązanie to wyznaczenie progu w wysokości 10% standardowej taryfy dystrybucyjnej, którego nie może przekraczać taryfa dystrybucyjna w klastrze/spółdzielni. Wysokość taryfy dystrybucyjnej dla klastrów i spółdzielni energetycznych powinna odzwierciedlać jeden lub kilka poniższych ilorazów:</p> <p>a) liczba odbiorców energii na terenie klastra/spółdzielni: liczba wszystkich odbiorców energii w sieci OSD</p> <p>b) powierzchnia obszaru działania klastra/spółdzielni: powierzchnia obszaru działania OSD</p> <p>c) liczba ludności na terenie klastra/spółdzielni: liczba ludności na obszarze działania OSD</p> <p>d) przeciętna odległość wytwórcy od odbiorcy energii w klastrze/spółdzielni: przeciętna odległość wytwórcy od odbiorcy energii w całej sieci OSD</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem nowelizacji.

			Inaczej mówiąc - powinna odzwierciedlać to jaką procentowo część sieci OSD wykorzystuje klastr/spółdzielnia energetyczna.	
61.	art. 38e ust. 1 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	Usunięcie wymogu pokrycia nie mniej niż 70% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną swoich członków przez wszystkie źródła OZE należące do spółdzielni energetycznej (art. 38e ust. 1). Powinna istnieć możliwość powoływania spółdzielni stopniowo budujących moce wytwórcze nastawionych zarówno na zaspakajanie zapotrzebowania na energię swoich członków jak i sprzedaż dowolnych ilości energii do sprzedawcy zobowiązanego, do klastra energii lub bezpośrednio do danego odbiorcy.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem nowelizacji.
62.	art. 38e ust. 2 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	Usunięcie ograniczenia stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej minimum 3504 MWh/MW/rok przez przynajmniej jedną instalację OZE (art. 38e ust. 2). To ograniczenie uniemożliwia tworzenie spółdzielni opartych na samych źródłach fotowoltaicznych.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem nowelizacji.
63.	art. 38e ust. 3 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	Usunięcie ograniczenia maksymalnej liczby 1000 członków spółdzielni energetycznej (art. 38e ust. 3). To ograniczenie blokuje możliwość masowego włączenia w spółdzielnie energetyczną mieszkańców średnich i dużych miast.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem nowelizacji.
64.	art. 38e ust. 4a ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	Usunięcie ograniczenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej 10 MW w spółdzielni energetycznej (art. 38e ust. 4 a)). To ograniczenie jest zbyt restrykcyjne dla spółdzielni energetycznych funkcjonujących w dużych miastach. W przypadku Krakowa aktualne łączne zapotrzebowanie na moc elektryczną odbiorców na terenie miasta wynosi około 500 MW.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem nowelizacji.
65.	art. 38e ust. 5 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	Usunięcie ograniczenia obszaru działania spółdzielni energetycznych do gmin wiejskich i miejsko-wiejskich (art. 38e ust. 5). Powinna istnieć możliwość powoływania spółdzielni energetycznych w miastach.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem nowelizacji.
66.	art. 39 ust. 5 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	„5. Wytwórcy, o których mowa w art. 72 ust. 1, dokonują obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda, o którym mowa art. 93 ust. 1 pkt 4 albo art. 93 ust. 2 pkt 3, według następującego wzoru:  $C_s = C_0 - \frac{PI_c}{I + I_{PMOZE}}$ gdzie poszczególne symbole oznaczają: C <sub>s</sub> – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh. W przypadku wytwórcy, który nie otrzymał pomocy publicznej, o której mowa w ust. 1, wartość C <sub>s</sub> jest równa wartości C <sub>0</sub> , C <sub>0</sub> – cenę wynikającą z oferty, wyrażoną w zł/MWh, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, złożonej w aukcji przez wytwórcę, PI <sub>c</sub> - sumę zwaloryzowanej wartości pomocy, o której mowa w ust.1, wyrażoną w złotych, obliczoną zgodnie z ust. 4,	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem nowelizacji.

			<p>I – ilość energii elektrycznej, <b>która obejmuje również ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu wprowadzonego do sieci gazowej</b>, wyrażoną w MWh, wynikającą z oferty, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3,</p> <p><math>I_{PM\_OZE}</math> – ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w MWh, w odniesieniu do której Prezes URE od dnia 1 października 2005 r. do dnia złożenia oferty, o której mowa w art. 79, wydał świadectwa pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii z odnawialnych źródeł energii. W przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, wartość <math>I_{PM\_OZE}</math> wynosi 0.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> W przypadku zgłoszenia do aukcji OZE ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu zatłoczonego do sieci gazowej wyrażonego w MWh ilość ta powinna również wpływać na współczynniki służące prawidłowemu obliczeniu ceny skorygowanej. W przeciwnym razie mogłaby powstać wątpliwość czy parametr „I” obejmuje również ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62.</p>	
67.	art. 39 ust. 7 ustawy OZE (proponycja zmiany)	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>7. W przypadku gdy po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 9, wytwórcy wskazanemu w art. 72 ust. 1, którego oferta wygrała aukcję zostanie udzielona pomoc publiczna, o której mowa w ust. 1 lub wzrosnie wartość tej pomocy, wytwórca ten jest zobowiązany do przekazania Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy, oświadczenia zawierającego jej wartość obliczoną zgodnie z ust. 3, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy, oraz cenę skorygowaną obliczoną. Cenę skorygowaną oblicza się według następującego wzoru:</p> $C_{sn} = C_s - \frac{PI}{I_p}$ <p>gdzie poszczególne symbole oznaczają:</p> <p><math>C_{sn}</math> – nową cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, która staje się ceną skorygowaną (<math>C_s</math>) obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej o której mowa w art. 92 ust. 1 lub podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3,</p> <p><math>C_s</math> – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 92 ust. 10, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej o której mowa w art. 92 ust. 1 lub podstawę wypłaty ujemnego salda o którym mowa art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3,</p> <p>PI – wysokość udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, lub wzrost jej wartości, wyrażone w złotych, udzielonej po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 9, obliczoną zgodnie z ust. 3,</p> <p><math>I_p</math> – ilość energii elektrycznej <b>która obejmuje również ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu wprowadzonego do sieci gazowej</b>, wyrażonej w MWh, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, pomniejszoną o ilość energii</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem nowelizacji.</p>

			<p>elektrycznej albo ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu sprzedanego w ramach systemu aukcyjnego do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy PI, stanowiącą podstawę obowiązku zakupu energii, o którym mowa w art. 92 ust. 1 lub podstawę wypłat ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> jw.</p>	
68.	art. 1 pkt 2 (art. 39a ust. 5)	PGE S.A.	<p>Projekt dodaje w art. 39a ust. 5 Ustawy, w objaśnieniach symbolu „PIc” (zwaloryzowana pomoc inwestycyjna), datę graniczną rozliczenia pomocy inwestycyjnej, tj. 1.10.2005 roku. Co do zasady wydaje się to być właściwym rozwiązaniem. Natomiast w naszej ocenie odwołanie do wskazanej powyżej daty powinno nastąpić w ust. 4, który określa sposób wyliczenia pomocy inwestycyjnej „Pii”, a nie w ust. 5, który określa sposób wyliczenia ceny skorygowanej. Przy obecnym brzmieniu projektu można by dojść do wniosku, że wytwórca zobligowany jest wprawdzie do wyliczenia pomocy inwestycyjnej bez ograniczeń czasowych, a w dalszej kolejności - do wyliczenia ceny skorygowanej z uwzględnieniem (potencjalnie) innej wartości tejże pomocy, liczonej tylko od 1.10.2005.</p>	Uwaga przyjęta
69.	art. 1 pkt 2 (art. 39a ust. 5)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	<p>W zakresie art. 1 pkt 2, w którym zmieniany jest art. 39a ustawy OZE proponujemy dodać literę b w brzmieniu:</p> <p>„b) w objaśnieniu symbolu „I” na końcu objaśnienia dodać wyrazy „powiększoną o ilość energii planowaną do wytworzenia w okresie od planowanej daty uzyskania przez wytwórcę zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8 do daty rozpoczęcia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej określonej przez wytwórcę w deklaracji.”.</p> <p>Zmiana likwiduje lukę zawartą w obecnych wskazaniach do wyliczania okresu produkcji energii na potrzeby kalkulacji pomocy publicznej. Zmiana umożliwi uwzględnienie w wyliczaniu wartości jednostkowej pomocy inwestycyjnej okresu wytwarzania od momentu uzyskania przez wytwórcę zaświadczenia Prezesa URE o możliwości korzystania z systemu FIT/FIP do momentu rozpoczęcia sprzedaży w tym systemie przez instalację przechodzącą do FIT/FIP z systemu świadectw lub aukcyjnego. W ramach zapisów obecnie obowiązującej ustawy okres produkcji, którego wytwórcy nie mogą wliczyć do kalkulacji wartości jednostkowej pomocy inwestycyjnej wynosi od 1 do 6 miesięcy.</p> <p>Pragniemy zwrócić uwagę, że ujednolicenia wymagają artykuły:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ art. 39a ust. 5, w którym wyrazy „cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 70c ust. 2 albo 6” proponujemy zastąpić „stałą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 70e” oraz w objaśnieniach do wzoru: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cs – wyrazy „cenę zakupu, o której mowa w art. 70c ust. 2 albo 6, skorygowaną” proponujemy zastąpić „stałą cenę zakupu, o której mowa w art. 70e, skorygowaną.”</li> <li>- Co – wyrazy „cenę, o której mowa w art. 70e” proponujemy zastąpić „stałą cenę zakupu, o której mowa w art. 70e”;</li> </ul> </li> </ul>	Uwaga przyjęta

			<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ art. 39a ust. 7 w objaśnieniach do wzoru <ul style="list-style-type: none"> <li>- Csn – wyrazy „<i>cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 70e ust. 1</i>” proponujemy zastąpić „<i>stanowiącą stałą cenę zakupu, o której mowa w art. 70e,</i>”</li> <li>- Cs – wyrazy „<i>stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 70e ust. 1</i>” proponujemy zastąpić „<i>stanowiącą stałą cenę zakupu, o której mowa w art. 70e,</i>”</li> </ul> </li> <li>▪ art. 70a ust. 1 w części wspólnej wyrazy „<i>stałej cenie zakupu, obliczonej zgodnie z art. 70e, z uwzględnieniem art. 70d</i>” proponujemy zastąpić „<i>stałej cenie zakupu, o której mowa w art. 70e</i>”;</li> <li>▪ art. 70b ust. 1, w którym wyrazy „<i>stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e,</i>” proponujemy zastąpić „<i>stałej cenie zakupu, o której mowa w art. 70e</i>”;</li> <li>▪ art. 92 ust. 1, w którym wyrazy „<i>po cenie skorygowanej, o której mowa w art. 39a ust. 5 albo 7</i>” proponujemy zastąpić „<i>od wytwórcy, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 po stałej cenie zakupu</i>”;</li> <li>▪ art. 92 ust. 10, w którym wyrazy „<i>cena skorygowana, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7 oraz art. 39a ust. 5 i 7, cena zakupu obliczona zgodnie z art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7, oraz cena stanowiąca podstawę do obliczenia ujemnego salda dla wytwórcy, o którym mowa w art. 70c ust. 6</i>” proponujemy zastąpić „<i>cena skorygowana, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7 oraz stała cena zakupu, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 39a ust. 5 i 7</i>”;</li> <li>▪ art. 93 ust. 2 pkt 3, w którym wyrazy „<i>ceny zawartej w ofercie tego wytwórcy, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, wykazanej w sprawozdaniu, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, lub ceny zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7</i>” proponujemy zastąpić „<i>ceny zawartej w ofercie tego wytwórcy, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, wykazanej w sprawozdaniu, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, lub stałej ceny zakupu skorygowanej zgodnie z art. 39a ust. 5 albo 7</i>”.</li> </ul>	
70.	art. 1 pkt 2 (art. 39a ust. 5)	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Art. 1 pkt 2 Projektu (dot. art. 39a ust. 5 Ustawy OZE)</p> <p>Odwołując się do przewidzianej w Projekcie zmiany w zakresie art. 39 ust. 5 Ustawy OZE, gdzie w objaśnieniach symbolu „PIc” (zwaloryzowana pomoc inwestycyjna), dodano datę graniczną rozliczenia pomocy inwestycyjnej, tj. 01.10.2005 roku, chcielibyśmy zaznaczyć, że co do zasady powyższe zdaje się stanowić właściwe rozwiązanie. Jednakże w naszej ocenie odwołanie do wskazanej powyżej daty powinno zostać dokonane w ust. 4, określającym sposób wyliczenia pomocy inwestycyjnej, nie zaś w ust. 5, który określa sposób wyliczenia ceny skorygowanej. Uwzględniając obecne brzmienie Projektu można by dojść do wniosku, że wytwórca zobligowany jest najpierw do wyliczenia pomocy inwestycyjnej bez ograniczeń czasowych, w dalszej kolejności zaś do wyliczenia ceny skorygowanej z</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>uwzględnieniem (potencjalnie) innej wartości tejże pomocy, liczonej tylko od 1.10.2005.</p> <p>Mając na uwadze powyższe postulujemy, by wykreślić zmianę w art. 39a ust. 5 Ustawy OZE, natomiast w art. 39a ust. 4 Ustawy OZE, w objaśnieniu do symbolu „Pli” nadać następujące brzmienie:</p> <p>„wartość w roku „i” pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, udzieloną w danym roku „i”, z zastrzeżeniem, że przy wyliczeniu wartości pomocy inwestycyjnej nie uwzględnia się pomocy inwestycyjnej na realizację inwestycji w zakresie danej instalacji odnawialnego źródła energii, udzielonej przed dniem 1 października 2005 r.”</p> <p>Analogiczna zmiana powinna zostać wprowadzona w art. 39 ust. 4 Ustawy OZE. Ograniczenie zakresu pomocy inwestycyjnej uwzględnianej w rozliczeniu wsparcia OZE powinno dotyczyć nie tylko instalacji pozostających w systemie FIT/FIP, ale również tych uzyskujących wsparcie w ramach systemu aukcyjnego.</p>	
71.	art. 40 ust. 1 pkt 1b ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Nieformalna Krakowska Spółdzielnia Energetyczna	<p>Okres wsparcia dla prosumentów w postaci możliwości korzystania z systemu opustów czyli rozliczania energii wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci w stosunku 1 do 0,8 lub 1 do 0,7 nie powinien być ograniczony do 15 lat (art. 40 ust. 1 punkt 1b) tylko obowiązywać przez cały czas eksploatacji mikroinstalacji. Po upływie tego okresu prosument może jedynie wykorzystywać wytwarzaną energię bezpośrednio (w gospodarstwie domowym trudno uzyskać więcej niż 30% zużycia własnego a przy braku respektowania przez OSD art. 4 ust. 3 ustawy o OZE - ledwie około 15%). Alternatywnie może zarejestrować działalność gospodarczą w celu odsprzedaży energii elektrycznej po stawce wynoszącej około 1/3 stawki płaconej za pobór energii. Ze względu na koszty prowadzenia działalności gospodarczej, w przypadku najmniejszych mikroinstalacji jest to pozbawione sensu ekonomicznego. Ten rodzaj wsparcia nie wymaga angażowania środków finansowych, jest również korzystny dla OSD, gdyż pozytywnie wpływa na bilansowanie energii w sieci - instalacje PV stanowiące większość instalacji prosumenckich produkują energię w okresie zwiększonego zużycia zarówno w ciągu doby jak i w ciągu roku. OSD otrzymują od prosumentów 20 lub 30% wyprodukowanej energii za umożliwienie wykorzystania ich sieci jako magazynu energii, przy czym jest ona i tak zużywana na bieżąco przez innych odbiorców w pobliżu miejsca wytworzenia co dodatkowo zmniejsza straty przesyłowe. Model rozliczenia, w którym energia z własnej produkcji jest tańsza o 20 lub 30% w stosunku do pobranej z sieci, uczy dostosowania zużycia do dostępności tańszej energii co przystosowuje odbiorców do przyszłego większego udziału w sieci energii ze źródeł o zmiennym profilu produkcji oraz do przyszłych systemów zarządzania popytem na energię. Ten system rozliczeń z prosumentami ma wielostronne korzyści i powinien obowiązywać bez żadnych ograniczeń czasowych.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Brzmienie przepisu zostanie wypracowane przez Międzyresortowy Zespół ds. Ułatwienia Inwestycji w Prosumenckie Instalacje Odnawialnych Źródeł Energii.
72.	art. 40 ust. 1e ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art. 1 po pkt 2 dodać pkt 2a zmieniający art. 40 w ten sposób, że po ust. 1d dodaje się ust. 1e:</p> <p>„1e. W przypadku, gdy sprzedawca zobowiązany ma rozpocząć realizację obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 41 ust. 1, art. 42 ust. 1, art. 70c ust. 2 oraz art. 92 ust. 1, od wytwórcy, z którym posiada już zawartą umowę sprzedaży</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Brzmienie przepisu zostanie wypracowane przez Międzyresortowy Zespół ds. Ułatwienia Inwestycji w

			<p>energii elektrycznej, w sprawach spornych dotyczących dostosowania umowy, stosuje się przepisy art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Art. 8 ustawy – Prawo energetyczne przewiduje możliwość rozstrzygnięcia przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy, nie daje natomiast Prezesowi URE kompetencji do zmiany umowy w razie sporu. W efekcie w razie sporu pomiędzy wytwórcą a sprzedawcą zobowiązanym na tle dostosowania treści umowy do wybranego przez wytwórcę systemu wsparcia, strona zainteresowana rozstrzygnięciem sporu musiałaby najpierw rozwiązać umowę, a dopiero po jej rozwiązaniu zwrócić się do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu. Z powyższych względów należy dopuścić rozstrzygnięcie przez Prezesa URE również o sporach dotyczących dostosowania umowy do nowego systemu wsparcia oraz wydawania postanowień tymczasowych w trybie określonym w art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.</p>	Prosumenckie Instalacje Odnawialnych Źródeł Energii.
73.	art. 47 ust. 2 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Energa S.A.	<p>W związku z treścią punktu pierwszego powyżej (zmiany art. 1 pkt 4), proponuje się korespondującą zmianę przepisu:</p> <p>„Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej zgodnie z art. 56 dla roku kalendarzowego, którego dotyczy wykonanie obowiązku.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> w pkt dotyczącym zmiany art. 1 pkt 4</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
74.	art. 47 ust. 2 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	PGE S.A.	<p>Wykreślenie odniesienia do średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia. W obecnie proponowanej konstrukcji Ozjo jako kontraktu różnicowego obowiązek wskazany w analizowanym przepisie nie ma uzasadnienia prawnego ani rynkowego.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
75.	art. 47 ust. 7 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art. 1 po pkt 3 dodać pkt 3a zmieniający art. 47 ust. 7:</p> <p>7. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku przez umorzenie świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, może wnieść opłatę zastępczą, o ile wykáže, że na sześciu sesjach od początku roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1, do 31 maja roku następnego, w zakresie określonym w art. 59 pkt 1 i 2, składał w transakcjach sesyjnych zlecenia kupna praw majątkowych wynikających ze:</p> <p>1) świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, ale nie nabył żadnych praw na tych sesjach z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw albo gdy kurs tych praw w danej sesji, wyrażony wartością indeksu dla transakcji sesyjnych publikowanego przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1,</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.



			<p>był wyższy niż obowiązująca w dniu sesji jednostkowa opłata zastępcza, o której mowa w art. 56;</p> <p>2) świadectw pochodzenia innych niż wymienione w pkt 1, ale nie nabył żadnych praw na tych sesjach z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw albo gdy kurs tych praw w danej sesji, wyrażony wartością indeksu dla transakcji sesyjnych publikowanego przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 był wyższy niż obowiązująca w dniu sesji jednostkowa opłata zastępcza, o której mowa w art. 56.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Przedmiotowa zmiana ma na celu przede wszystkim usunięcie drugiej z obowiązujących obecnie przesłanek skorzystania z prawa uiszczenia opłaty zastępczej mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku przez umorzenie właściwych świadectw pochodzenia w postaci nie zawarcia na sesjach giełdowych żadnych transakcji dotyczących tych świadectw.</p> <p>Zarówno w teorii, jak i w praktyce przedmiotowa przesłanka rodzi istotne problemy. M. Szambelańczyk wskazuje, że można się przy tym zastanawiać, w jaki sposób należy wykazać okoliczności przewidziane w omawianym przepisie. (...) wykazanie, że na danej sesji nie zawarto żadnych transakcji giełdowych sesyjnych, może być utrudnione (M. Szambelańczyk – kom. do art. 47 Ustawy o OZE [w:] „Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Komentarz” pod red. J. Baehra, P. Lissonia, J. Pokrzywniaka i M. Szambelańczyka, Wolters Kluwer, 2016, str. 159). Realia rynkowe pokazują natomiast, że na rynku o niewielkiej nawet płynności, zawsze mają miejsce jakies transakcje. W konsekwencji skorzystanie z wyjątku przewidzianego w art. 47 ust. 7 Ustawy o OZE jest de facto niemożliwe.</p> <p>Drugą istotną zmianą jest zawarcie w proponowanej treści przedmiotowego przepisu wskazania wyższego kursu (wyrażonego wartością indeksu dla transakcji sesyjnych) właściwych praw majątkowych od poziomu jednostkowej opłaty zastępczej, jako okoliczności uzasadniającej brak zakupu właściwych praw majątkowych.</p> <p>Zmiana ta ma na celu osadzenie w czasie rzeczywistym, tj. w czasie którego dotyczy obowiązek nabywania i umarzania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, decyzji odnoszących się do tego obowiązku.</p> <p>Obecne brzmienie właściwych przepisów, w szczególności art. 47 ust. 3, 5 i 7 oraz art. 67 ust. 2 i 68 ust. 2 Ustawy o OZE skutkuje swoistym „oderwaniem” okresu, jakiego dotyczy obowiązek z art. 52 ust. 1 Ustawy o OZE (dany rok) od momentu, w którym określana jest zasadnicza przesłanka spełnienia w/w obowiązku poprzez nabycie i umarzenie przedmiotowych świadectw pochodzenia, tj. ogłoszenia rocznej ceny średnioważonej (początek roku następnego).</p> <p>W konsekwencji decyzje dot. nabywania właściwych świadectw pochodzenia nie są uzależnione od bieżącej sytuacji na rynku tych praw, tylko od poziomu rocznej ceny średnioważonej, która jest ogłaszana w przyszłości, i której poziomowi nie da się przewidzieć z uwagi na chwiejność rynku.</p> <p>Należy bowiem wskazać, że okoliczności, takie jak:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- nieznanany poziom obowiązku z art. 52 ust. 1 Ustawy o OZE w latach przyszłych (art. 60 Ustawy o OZE),</li> </ul>	
--	--	--	---	--

			<p>- zmienny poziom podstawy w/w obowiązku związany z wielkością sprzedaży energii elektrycznej objętej obowiązkiem,</p> <p>- nieznana wcześniej podaż praw majątkowych wynikająca z wahań cen i dostępności biomasy, wietrzności, potencjalnych aukcji migracyjnych do systemu aukcyjnego,</p> <p>- nieznaną poziom rocznej ceny Prezesa URE (z którą powiązana jest wartość jednostkowej opłaty zastępczej), uzależniony od cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, regulacji krajowych, bilansu systemu etc.</p> <p>skutkują znacznymi wahaniami cenowymi właściwych świadectw pochodzenia.</p> <p>W takim stanie rzeczy obecne regulacje nie tylko znacznie utrudniają bieżące podejmowanie decyzji w przedmiocie nabywania właściwych praw majątkowych, ale również niejako same przyczyniają się do zmniejszenia stabilności rynku praw majątkowych.</p> <p>W ocenie wnioskodawców proponowana zmiana art. 47 ust. 7 daje możliwość ustabilizowania sytuacji na rynku praw majątkowych.</p> <p>Dzięki jej wprowadzeniu podmiot zobowiązany będzie mógł skorzystać z instytucji opłaty zastępczej, ale tylko w sytuacji, kiedy udowodni, że nie mógł zakupić praw majątkowych na rynku regulowanym z powodu ich braku albo faktu, że ich bieżąca cena była wyższa niż poziom jednostkowej opłaty zastępczej.</p> <p>Proponowana regulacja umożliwi uczestnikom rynku reagowanie na zmiany popytu i podaży, spekulacyjne transakcje innych uczestników rynku lub zmiany kursów w trakcie jednej sesji wywołane informacjami prasowymi (jak np. na sesji TGE w dniu 27.09.2018).</p> <p>W ten sposób dojdzie też do ustalenia maksymalnego pułapu cenowego dla całego systemu właściwych praw majątkowych, co będzie skutkowało stabilnością ich cen. Przełoży się to na przewidywalność i obniżkę poziomu kosztów podmiotów zobowiązanych, a tym samym odbiorców końcowych.</p>	
76.	art. 47 ust. 7 ustawy OZE (proponycja <u>zmiany</u> )	PGE S.A.	<p>„Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku przez umorzenie świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, może wnieść opłatę zastępczą, o ile wykaże, że składał w transakcjach sesyjnych zlecenia kupna praw majątkowych, a na tych sesjach nie zawarto żadnych transakcji giełdowych sesyjnych, w których towarem giełdowym były prawa majątkowe wynikające z tych świadectw.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Propozycja ta wydaje się niezbędnym uzupełnieniem zmian w zakresie zdefiniowania Ozjo. W obecnej konstrukcji cen praw majątkowych jako kontraktu różnicowego, dla równoważenia strony podaźowej i popytowej powinna istnieć możliwość uiszczania opłaty zastępczej. Dzięki temu nie będzie dochodziło do nadużyć strony popytowej i podaźowej, a średnioroczna cena certyfikatów będzie zbliżona do kontraktu różnicowego.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
77.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Investgrand Sp. z o.o.	<p>Wnosimy o zwiększenie wskazanego w pkt 4 art. 1 Ustawy procentu średniej ceny referencyjnej z 85% do 95 %.</p> <p>Zwiększenie wskazanej stawki pozwoli na większe ustabilizowanie sytuacji finansowej właścicieli turbin wiatrowych i pozwoli w miarę realnie Od końca 2015 r. właściciele farm wiatrowych zmagają się z licznymi problemami związanymi z</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego,</p>

			<p>otoczeniem prawno – finansowym funkcjonowania ich inwestycji. Niskie ceny świadectw pochodzenia i ich znaczna nadpodaż ( w 2016 r. ceny tych praw majątkowych kształtowały na poziomie 22 zł od MWh, a 2017 r. były na poziomie ok. 50 zł/ MWh), czterokrotny wzrost podatku od nieruchomości, kształtujący się w 2017 r. na poziomie 230 000,00 zł od najbardziej powszechnego rodzaju turbin., brak możliwości realizowania nowych inwestycji, spowodowały, że wielu właścicieli turbin wiatrowych i projektów elektrowni wiatrowych do wybudowania, zawiesiło swoją działalność, znalazło się na skraju bankructwa lub nawet nie byli w stanie na bieżąco regulować swoich zobowiązań wobec banków, jednostek samorządu terytorialnego czy usługodawców. Dopiero wzrost cen energii czarnej od połowy 2018 r., a także nieznaczny wzrost cen świadectw pochodzenia do ok 110 zł / MWh pozwolił wielu właścicielom farm wiatrowych na poprawę swojej sytuacji finansowej i spłatę zaległych zobowiązań.</p> <p>Uzależnienie wysokości opłaty zastępczej od cen energii na rynku oraz cen referencyjnych wskazanych przez ustawodawcę, sprawi, że wysokość świadectw pochodzenia nigdy nie przekroczy ceny energii na rynku i będzie w pełni uzależniona od cen referencyjnych dla aukcji i cen energii (tzn. jeśli cena energii będzie rosła, to cena świadectw pochodzenia będzie spadać). Dlatego podwyższenie procentu średniej ceny referencyjnej pozwoli ustabilizować prognozowane przychody właścicieli turbin wiatrowych.</p>	który może wydłużyć czas procedowania projektu.
78.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	MIWI Sp. z o.o. MI sp.k.	<p>Wnosimy o zwiększenie wskazanego w pkt 4 art. 1 Ustawy procentu średniej ceny referencyjnej z 85% do 95 %.</p> <p>Zwiększenie wskazanej stawki pozwoli na większe ustabilizowanie sytuacji finansowej właścicieli turbin wiatrowych i pozwoli w miarę realnie Od końca 2015 r. właściciele farm wiatrowych zmagają się z licznymi problemami związanymi z otoczeniem prawno – finansowym funkcjonowania ich inwestycji. Niskie ceny świadectw pochodzenia i ich znaczna nadpodaż ( w 2016 r. ceny tych praw majątkowych kształtowały na poziomie 22 zł od MWh, a 2017 r. były na poziomie ok. 50 zł/ MWh), czterokrotny wzrost podatku od nieruchomości, kształtujący się w 2017 r. na poziomie 230 000,00 zł od najbardziej powszechnego rodzaju turbin., brak możliwości realizowania nowych inwestycji, spowodowały, że wielu właścicieli turbin wiatrowych i projektów elektrowni wiatrowych do wybudowania, zawiesiło swoją działalność, znalazło się na skraju bankructwa lub nawet nie byli w stanie na bieżąco regulować swoich zobowiązań wobec banków, jednostek samorządu terytorialnego czy usługodawców. Dopiero wzrost cen energii czarnej od połowy 2018 r., a także nieznaczny wzrost cen świadectw pochodzenia do ok 110 zł / MWh pozwolił wielu właścicielom farm wiatrowych na poprawę swojej sytuacji finansowej i spłatę zaległych zobowiązań.</p> <p>Uzależnienie wysokości opłaty zastępczej od cen energii na rynku oraz cen referencyjnych wskazanych przez ustawodawcę, sprawi, że wysokość świadectw pochodzenia nigdy nie przekroczy ceny energii na rynku i będzie w pełni uzależniona od cen referencyjnych dla aukcji i cen energii (tzn. jeśli cena energii będzie rosła, to cena świadectw pochodzenia będzie spadać). Dlatego podwyższenie procentu średniej</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>cenę referencyjnej pozwoli ustabilizować prognozowane przychody właścicieli turbin wiatrowych.</p>	
79.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	MIWI Sp. z o.o. WI sp.k.	<p>Wnosimy o zwiększenie wskazanego w pkt 4 art. 1 Ustawy procentu średniej ceny referencyjnej z 85% do 95 %.</p> <p>Zwiększenie wskazanej stawki pozwoli na większe ustabilizowanie sytuacji finansowej właścicieli turbin wiatrowych i pozwoli w miarę realnie. Od końca 2015 r. właściciele farm wiatrowych zmagają się z licznymi problemami związanymi z otoczeniem prawnym – finansowym funkcjonowania ich inwestycji. Niskie ceny świadectw pochodzenia i ich znaczna nadpodaż ( w 2016 r. ceny tych praw majątkowych kształtowały na poziomie 22 zł od MWh, a 2017 r. były na poziomie ok. 50 zł/ MWh), czterokrotny wzrost podatku od nieruchomości, kształtujący się w 2017 r. na poziomie 230 000,00 zł od najbardziej powszechnego rodzaju turbin., brak możliwości realizowania nowych inwestycji, spowodowały, że wielu właścicieli turbin wiatrowych i projektów elektrowni wiatrowych do wybudowania, zawiesiło swoją działalność, znalazło się na skraju bankructwa lub nawet nie byli w stanie na bieżąco regulować swoich zobowiązań wobec banków, jednostek samorządu terytorialnego czy usługodawców. Dopiero wzrost cen energii czarnej od połowy 2018 r., a także nieznaczny wzrost cen świadectw pochodzenia do ok 110 zł / MWh pozwolił wielu właścicielom farm wiatrowych na poprawę swojej sytuacji finansowej i spłatę zaległych zobowiązań.</p> <p>Uzależnienie wysokości opłaty zastępczej od cen energii na rynku oraz cen referencyjnych wskazanych przez ustawodawcę, sprawi, że wysokość świadectw pochodzenia nigdy nie przekroczy ceny energii na rynku i będzie w pełni uzależniona od cen referencyjnych dla aukcji i cen energii (tzn. jeśli cena energii będzie rosła, to cena świadectw pochodzenia będzie spadać). Dlatego podwyższenie procentu średniej ceny referencyjnej pozwoli ustabilizować prognozowane przychody właścicieli turbin wiatrowych.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
80.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Trasko Energia 2 Sp. z o.o.	<p>Wnoszę propozycję poprawki do art.1, pkt 4 nowelizacji w zakresie zmiany w art. 56 w ust.1, który otrzymuje brzmienie:</p> <p>W art. 56, w ust. 1 objaśnienie symbolu „Q<sub>zjo</sub>” otrzymuje brzmienie:</p> <p>„Q<sub>zjo</sub> – jednostkową opłatę zastępczą stanowiącą różnicę pomiędzy kwotą <b>367,15 PLN/MWh</b>, wyliczoną jako średnia z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018r. <b>ważoną</b> mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016r. , a <b>średnioroczną</b> ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku ogłaszanej przez Prezesa URE obowiązującą w terminie wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 67, ust. 2”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Średnia z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018r. ważoną mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016r. jest wartością stałą wynoszącą <b>367,15 PLN/MWh</b>, umieszczenie tej kwoty bezpośrednio w ustawie znacznie upraszcza pogląd na sposób liczenia Q<sub>zjo</sub>.</li> <li>2. Przyjęcie dla instalacji realizowanych w latach 2005 – 2016 cen referencyjnych poszczególnych technologii z 2018r. i to ograniczonych wskaźnikiem 0,85, jest</li> </ol>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji.</p>

			<p>dyskryminujące inwestorów, którzy zdecydowali się na realizację projektów w tych latach. Urządzenia OZE stosowane w instalacjach od roku 2018 są wielokrotnie tańsze i wydajniejsze od tych samych urządzeń stosowanych w okresie wsparcia w oparciu o zielone certyfikaty,</p> <p>3. Przyjęty w nowelizacji maksymalny możliwy do osiągnięcia przychód jednostki OZE w systemie ZC w wysokości <math>0,85 * 367,15</math> PLN/MWh, powoduje, że zwrot kosztów inwestycji takiej instalacji nastąpi w okresie znacznie przekraczającym 20 lat, (zakładając koszty i produktywność w wysokości naszych instalacji z 2011r. – 7.000 tys. PLN/MW, 2.382,50 MWh/rok/MW), dlatego proponuje się wykreślenie wskaźnika 85%.</p>	
81.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Związek Banków Polskich	<p>W ocenie ZBP, ze względu na bardzo krótki czas prac nad przedmiotową nowelizacją, jedynym sensownym rozwiązaniem jest usunięcie ewidentnie błędnych i szkodliwych zapisów proponowanych w Art. 1 pkt 4) projektu nowelizacji. Jednocześnie proponujemy uwzględnienie rozwiązań dot. zielonych certyfikatów, wypracowanych przez ww. Grupę roboczą, przekazanych Ministerstwu Energii w grudniu 2018 r. (Załącznik 1).</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
82.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Krajowa Rada Izb Rolniczych	<p>Zdaniem samorządu rolniczego zaproponowana zmiana art. 56 w ust. 1, która polega na wprowadzeniu nowego mechanizmu ustalania opłaty zastępczej wydaje się niekorzystna, ponieważ skorelowano ją z ceną energii elektrycznej, co wydaje się, że może spowodować obniżenie ceny tzw. zielonych certyfikatów. Zielone certyfikaty umożliwiają wytwórcom otrzymanie dodatkowych przychodów z racji produkowania zielonej energii, z racji możliwości ich odsprzedaży. Chcąc zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 roku do poziomu 15% nie należy uszczuplać dochodów producentów tej energii.</p> <p>Proponujemy również zmianę w art. 56 ust.1 procentowej różnicy średnich cen referencyjnych z 85% na 99%, ze względu na dalszą możliwość funkcjonowania turbin wiatrowych.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
83.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	HYDRO-EKO Monika Zajac	<p>Mając na uwadze powyższe prośbę w ramach uwag do procedowanej ustawy o uwzględnienie jak poniżej: Usunięcie z proponowanej zmiany art. 56 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii (art. 1 pkt 4 projektu ustawy) w zakresie nowej definicji symbolu „Ozjo” współczynnika 0,85, co pozwoli na zachowanie wymogów wynikających z DYREKTYWY PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych – Artykułu 6, Stabilność wsparcia finansowego o brzmieniu:</p> <p>„1. Z zastrzeżeniem niezbędnych modyfikacji pozwalających na zachowanie zgodności z art. 107 i 108 TFUE państwa członkowskie zapewniają, aby poziom wsparcia i warunki udzielenia wsparcia na rzecz projektów dotyczących energii odnawialnej nie zostały zmienione w sposób, który negatywnie wpłynąłby na prawa przyznane na jego podstawie i naruszył finansową rentowność projektów, które korzystają już ze wsparcia.</p> <p>2. Państwa członkowskie mogą dostosowywać poziom wsparcia zgodnie z obiektywnymi kryteriami, pod warunkiem że takie kryteria zostały ustanowione w pierwotnym projekcie systemu wsparcia.”</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			i nie doprowadzi w konsekwencji do naruszenia innych przepisów UE dot. zasad udzielania pomocy publicznej poprzez nieuwzględnienie w procesie wsparcia rzeczywistych kosztów wytwarzania energii z OZE.	
84.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Energa S.A.	<p>Proponuje się następujące brzmienie przepisu:          „Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą stanowiącą różnicę pomiędzy 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018 r. ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016r., a średnią roczną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku ogłaszaną przez Prezesa URE obowiązującą za rok kalendarzowy, którego dotyczy obowiązek, niezależnie od terminu wykonania tego obowiązku, z uwzględnieniem art. 67 ust. 2.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wątpliwości interpretacyjne istniejące w obecnym brzmieniu Ustawy o OZE, w kontekście możliwości uiszczania opłaty zastępczej powodują, że podmioty zobowiązane do wykonania obowiązku, nie mają pewności do jakiej stawki „Oz” oraz cen referencyjnych należy się odnosić realizując obowiązek umorzeniowy.</p> <p>Proponowana zmiana ma na celu doprecyzowanie, że realizacja obowiązku dotyczy roku kalendarzowego, za który wykonywany jest obowiązek.</p> <p>W przypadku, jeśli cena roczna i miesięczna w roku kalendarzowym przekracza „Oz” dla tego roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, to w okresie 01.01.-30.06 roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek powinna istnieć możliwość uiszczania Oz. W odwrotnym przypadku nie powinno być tej możliwości.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
85.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	PGE S.A.	<p>Proponowane brzmienie:          „Ozjo – jednostkową opłatę zastępczą stanowiącą różnicę pomiędzy 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018 r. ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. 312.08 zł/MWh, a średnią roczną ceną sprzedaży (...)”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wartość, od której jest liczony kontrakt różnicowy, powinna być podana wprost w Ustawie lub opublikowana w rozporządzeniu, aby nie tworzyć pola do nadinterpretacji i błędnych kalkulacji. Wyjaśnienie pochodzenia wskazanej kwoty powinno być przedstawione w uzasadnieniu do Ustawy.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
86.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 1 pkt 4, w którym zmieniany jest art. 56 ustawy OZE, pragniemy wskazać, że zmiany tam proponowane (wysokość opłaty zastępczej) mogą w dalszej perspektywie okazać się niezgodne z przyświecającym im celem ujętym w uzasadnieniu projektu. System kolorowych certyfikatów został stworzony, by zapewnić stabilne warunki dla inwestorów i instytucji finansowych, którzy zaangażowali się w realizację założonych przez państwo celów w zakresie OZE. Proponowana zmiana byłaby kolejną na przestrzeni kilku lat modyfikacją systemu zmieniającą system wsparcia.</p> <p>Próba powiązania wartości opłaty zastępczej z cenami energii na giełdzie oraz arbitralnie ustalonymi wartościami w oparciu o obecny LCOE dla odnawialnych źródeł energii wyrażonego przez ceny referencyjne nie znajduje uzasadnienia. Wątpliwości może budzić oderwanie od poziomu łącznych przychodów, które zakładali inwestorzy</p>	<p><b>Uwaga przyjęta</b></p>

			<p>decydując o rozwoju projektów w ramach systemu świadectw pochodzenia w latach 2010 – 2016. Trend wzrostowy cen energii i zielonych certyfikatów obserwowany w 2018 r. pozwolił zmniejszyć poziom strat ponoszonych przez przedsięwzięcia wiatrowe, biomasowe, fotowoltaiczne, czy hydroenergetyczne od czasu załamania się rynku świadectw pochodzenia, ale nie umożliwił odzyskania utraconej rentowności. Określanie poziomu opłaty zastępczej powinno opierać się o uzasadniony poziom przychodów, ustalany na podstawie danych historycznych z funkcjonowania systemu wsparcia w okresie, kiedy podejmowane były decyzje inwestycyjne. Jeśli opłata zastępcza określa górną wartość świadectw pochodzenia, to powinna ona być kształtowana na poziomie zapewniającym operatorom OZE w powiązaniu z przychodami ze sprzedaży energii na rynku giełdowym możliwość pokrywania bieżących kosztów operacyjnych i kapitałowych funkcjonowania ich instalacji wraz z uczciwą stopą zwrotu z zainwestowanych kapitałów.</p> <p>Dodatkowo, proponowany mechanizm nie uwzględnia faktu, że operatorzy OZE uzyskują ze sprzedaży energii przychody ograniczone ze względu na (a) spadek cen na RDN w okresach zwiększonej generacji z wiatru, (b) koszty bilansowania i inne koszty uczestnictwa w rynku. Ograniczenie przychodów ze sprzedaży energii wynikające z tych powodów, określane jako koszt profilu, wynosi według różnych szacunków 12-18% wartości dziennego indeksu TGeBase. Natomiast przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii z OZE są znacznie odsunięte w czasie i nie są powiązane z sytuacją na rynku energii elektrycznej w dniu wytworzenia tej energii. Nie istnieje korelacja cen transakcyjnych sprzedaży energii z OZE z cenami kontraktów na Rynku Terminowym TGE.</p> <p>Istotą opłaty zastępczej jest umożliwienie podmiotom zobowiązanym wywiązania się z obowiązku w przypadku braku możliwości nabycia zielonych certyfikatów ze względu na ich niedobór na rynku. W sytuacji utrzymującej się nadpodaży certyfikatów (według danych publikowanych przez TGE od 2015 r. utrzymuje się nadpodaż świadectw na poziomie przekraczającym 27 TWh), opłata zastępcza nie może stanowić alternatywnego sposobu wywiązania się z obowiązku umarzenia stosownej ilości świadectw pochodzenia przez podmioty zobowiązane. Prowadziłoby to do sytuacji, gdy wpływy z wnoszonej opłaty zastępczej zasilają bezpośrednio lub pośrednio Budżet Państwa, pozbawiając wsparcia podmioty, które w latach 2005-2016, inwestowały przybliżając realizację wyznaczonych przez Państwo celów OZE.</p>	
87.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Odnosząc się do zmian przewidzianych w art. 1 pkt 4 Projektu dotyczących art. 56 Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „Ustawa OZE”), gdzie została zaproponowana nowa formuła obliczania wartości indeksu Ozjo, jako jednostkowej opłaty zastępczej, należy jednoznacznie podkreślić, że w ramach proponowanego mechanizmu podmioty zobligowane będą uzależniały decyzje zakupowe świadectw pochodzenia od cen energii. Powyższe oznaczać będzie skokowy popyt na świadectwa pochodzenia, w konsekwencji wywołując skokowe zmiany ich cen.</p> <p>Jednocześnie należy zaznaczyć, że wprowadzony mechanizm będzie spełniał swoją funkcję jedynie w sytuacji zbilansowanego rynku, czyli w przypadku zrównania</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p> podaży i popytu. Jedynie w takim układzie cena świadectw pochodzenia będzie oscylowała w okolicach wysokości opłaty zastępczej.</p> <p> Mając na uwadze skomplikowaną materię rynku świadectw pochodzenia i potencjalne zagrożenie przedmiotowego mechanizmu dla rentowności instalacji OZE korzystających z systemu świadectw pochodzenia, rekomendowanym rozwiązaniem jest wykreślenie przedmiotowej zmiany z Projektu oraz uwzględnienie właściwych mechanizmów w kolejnych nowelizacjach – po uprzednim przeprowadzeniu szerokiej analizy w tym zakresie.</p>	
88.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Skrajnie niekorzystna nowa formuła obliczania opłaty zastępczej</p> <p>Powyższe rozwiązanie opiera się na dwóch fundamentalnych błędach popełnionych w propozycji modyfikacji brzmienia art. 56 ust. 1 Ustawy o OZE dotyczącego definicji opłaty zastępczej:</p> <p>a) maksymalny poziom przychodów instalacji OZE na poziomie 312 zł/MWh jest niewystarczający w celu pokrycia kosztów operacyjnych i spłaty zadłużenia inwestycyjnego wraz z odsetkami, nie wspominając nawet o zwrocie z zainwestowanego kapitału,</p> <p>b) mechanizm powiązania wysokości opłaty zastępczej z cenami energii na rynku konkurencyjnym przy jednoczesnym ograniczeniu ich łącznej sumy do wysokości 312 zł/MWh doprowadzi do sztucznego ograniczenia rynku i drastycznego spadku popytu, a tym samym do spadku cen zielonych certyfikatów.</p> <p>Zdaniem PSEW, wprowadzenie w życie powyższych rozwiązań legislacyjnych, nie tylko nie doprowadzi do osiągnięcia celów, które Projektodawca przedstawił w OSR tj. do zapewnienia dostępu do energii przy jednoczesnym utrzymaniu się cen energii na możliwie niskim poziomie oraz spełnienia celów OZE i uniknięcia kosztu transferu statystycznego w wysokości 8 miliardów zł według szacunków NIK, ale wywoła dokładnie odwrotny skutek.</p> <p>Należy podkreślić, że to nie ceny zielonych certyfikatów odpowiadają za wzrost cen energii dla odbiorców końcowych. To ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym odpowiadają za obecną sytuację. Wzrost cen energii elektrycznej z kolei wynika z opóźnień w inwestycjach w tanie, odnawialne źródła energii i ciągłego oparcia polskiej energetyki na najbardziej emisyjnym źródle, jakim jest węgiel. Wyhamowanie inwestycji w OZE na skutek wprowadzenia proponowanych przez Ministerstwo zmian może ten problem dodatkowo pogłębić.</p> <p>Uchwalenie Projektu przyczyni się do powstania spadkowej tendencji notowań wartości świadectw pochodzenia, doprowadzając do bankructwa inwestorów z sektora zielonej energii. Z dostępnych na rynku modeli dotyczących prognoz kształtowania się rynku zielonych certyfikatów, dojście do cen zielonych certyfikatów umożliwiających rentowność inwestycji i możliwość spłaty zadłużenia, staje się perspektywą zbyt odległą. Inwestorzy w ostatnich latach ponieśli dotkliwie straty, a z przeprowadzonej przez firmę TPA analizy danych Agencji Rynku Energii wynika, że zagrożonych bankructwem może być ok. 70 proc. istniejących instalacji. Z takim odsetkiem nierentownych farm wiatrowych mieliśmy do czynienia po wprowadzeniu dyskryminujących branżę przepisów (ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>



			<p>wiatrowych dot. podatku od nieruchomości z maja 2016 r. i nowelizacji ustawy o OZE z lipca 2017 r. dot opłaty zastępczej tzw. „lex energia”), co potwierdziły dane ARE. Z kumulacją negatywnych czynników farmy wiatrowe mierzyły się w drugiej połowie 2017 r. i na początku 2018 r. W tym okresie łączne przychody większości farm ze sprzedaży energii i zielonych certyfikatów oscylowały wokół ceny 300 zł/MWh. Tymczasem w biznesplanach większości farm inwestorzy zakładali przychody na poziomie 400 zł-450 zł/MWh, łącznie ze sprzedaży energii i zielonych certyfikatów. Jak wynika z analizy danych ARE przeprowadzonej przez TPA, samo pokrycie kosztów operacyjnych i finansowych wymaga uzyskania około 250 zł za MWh, podczas gdy spłata części kapitałowej raty kredytu to (w zależności od projektu) 120-160 zł, a zwrot inwestorowi wkładu własnego wraz z niewielką stopą zwrotu to kolejne 50-70 zł.</p> <p>Podsumowując, przyjęcie Projektu w obecnym brzmieniu będzie oznaczać silne wyhamowanie inwestycji w tanie źródła energii, co oznacza skazanie Polski w perspektywie najbliższych lat na wysokie koszty energii oraz kary za niewypełnienie zobowiązań unijnych. Dlatego postulujemy usunięcie z Projektu propozycji zmiany art. 56 ustawy o OZE i pozostawienie dotychczasowego brzmienia tego przepisu.</p>	
89.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej	<p>Wskazane rozwiązanie będzie wyznaczać maksymalny możliwy do osiągnięcia przychód instalacji OZE funkcjonującej w systemie zielonych certyfikatów i uzależni wysokość opłaty zastępczej w kolejnych latach od poziomu ceny energii – ustalając tą cenę na nienaruszalnym poziomie 312 PLN/MWh. Efektem będzie sztuczne zniżenie ceny zielonych certyfikatów.</p> <p>Należy stanowczo podkreślić, że wprowadzenie w życie tych zmian pociągnie za sobą spadek notowań zielonych certyfikatów, a więc groźbę upadłości wielu przedsiębiorców z sektora wiatrowego. Wypada przypomnieć, że już w ostatnich latach, na skutek uchwalenia nowelizacji ustawy o OZE z lipca 2017 r. dotyczącej opłaty zastępczej tzw. „lex energia”, ponieśli oni poważne straty.</p> <p>Tymczasem przedsiębiorcy, którzy wybudowali instalacje wiatrowe potrzebują stabilnych przychodów, aby obsłużyć zadłużenie i pokryć koszty funkcjonowania ich przedsiębiorstw. Istniejący system świadectw pochodzenia co prawda tych przychodów nie gwarantuje, ale stwarza szanse na ich uzyskanie. Tymczasem propozycja Ministerstwa praktycznie oznacza problemy ponad 70% instalacji z obsługą zadłużenia, co przełoży się w najlepszym razie na głęboką restrukturyzację kredytów, uderzającą w bilanse banków i znaczne straty po stronie udziałowców, a w najgorszym – na upadłość likwidacyjną.</p> <p>Stowarzyszenie zwraca uwagę na fakt, iż konsekwencje wprowadzenia zmian w ustawie będą dotkliwe dla wielu przedsiębiorców działających w sektorze MŚP. Wg. informacji URE na koniec 2017 roku aż 678 instalacji wiatrowych działa w przedziale mocy od 0,501-2 MW, oraz 190 w przedziale 2-10 MW. Można zatem wnioskować, że zmiany te będą dotkliwe dla blisko tysiąca przedsiębiorców, którzy zdecydowali się na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych. Zdziwiający jest fakt, iż Ministerstwo Energii decyduje się po raz kolejny na inicjowanie zmian prawa, które</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>będzie działało na niekorzyść wytwórców czystej energii, której tak bardzo dziś w Polsce brakuje.</p> <p>Zdaniem SMEW omawiana propozycja wysyła bardzo negatywny sygnał również dla nowych inwestorów podejmujących dzisiaj decyzje o zrealizowaniu projektów, które od wielu lat wstrzymywali ze względu na zmienność i wady poprzednio obowiązującego systemu wsparcia.</p> <p>Należy także wspomnieć również o regulacjach europejskich, tj. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, która w grudniu poprzedniego roku weszła w życie (dalej „RED II”). Prawodawca unijny dostrzegł w niej przede wszystkim potrzebę zapewnienia stabilizacji w obszarze wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Art. 6 RED II w sposób jasny i jednoznaczny wskazuje, że państwa członkowskie mają zapewnić, aby poziom wsparcia i warunki udzielenia wsparcia na rzecz projektów dotyczących energii odnawialnej nie zostały zmienione w sposób, który negatywnie wpłynąłby na prawa przyznane na jego podstawie i naruszył finansową rentowność projektów, które korzystają już ze wsparcia. Uzasadnienie dla tego uregulowania zostało przedstawione w motywie 29 RED II, który wydaje się bardzo trafnie diagnozować problemy od lat dotyczące inwestorów obecnych na rynku OZE w Polsce. W motywie tym czytamy, że polityka wspierania energii odnawialnej powinna być przewidywalna i stabilna i powinna unikać częstych lub mających moc wsteczną zmian. A dalej, że nieprzewidywalność i niestabilność polityki mają bezpośredni wpływ na koszty finansowania kapitału, koszty opracowywania projektów, a zatem na ogólne koszty wprowadzania energii odnawialnej w Unii. Prawodawca unijny dostrzegając zagrożenie jakie wiąże się z niestabilnym prawem w obszarze wsparcia OZE wyznacza zatem kierunek dla ustawodawstw Państw Członkowskich UE, który również powinien zostać wzięty pod uwagę przez polskiego ustawodawcę. Warto przy tym dodać, że przytoczona regulacja unijna jest jasnym i jednoznacznym potwierdzeniem jednej z podstawowych, choć nie tak wprost wyrażonych, zasad konstytucyjnych już obowiązujących w polskim porządku prawnym, która tak często przy okazji uregulowań odnoszących się do systemu wsparcia OZE doznawała uszczerbku – zasady państwa prawnego wyrażonej w art. 2 Konstytucji, której przejawem jest zasada stabilności prawa.</p> <p>Zdaniem Stowarzyszenia Małej Energetyki Wiatrowej omawiany Projekt narusza zalecenia nowej dyrektywy w zakresie w jakim modyfikuje zasady kalkulacji jednostkowej opłaty zastępczej, godząc w prawa przyznane projektom w ustawie o OZE i zaakceptowane przez Komisję Europejską jako zgodne z zasadami przyznawania pomocy publicznej po raz kolejny zagrażając utratą rentowności tym projektom, które z takiego wsparcia już korzystają.</p> <p>Jednocześnie nie można się zgodzić z argumentem wskazanym w uzasadnieniu do Projektu, że przewidywanym efektem nowelizacji będzie wyeliminowanie niepewności po stronie przedsiębiorców uczestniczących w systemie świadectw pochodzenia oraz że Projekt przyczyni się do utwierdzenia przedsiębiorców w zakresie zaproponowanych stabilnych i jasnych mechanizmów wsparcia energii z OZE.</p>	
--	--	--	---	--

			<p>Przypomnieć należy, że uzasadnieniem dla wprowadzenia poprzedniej zmiany w art. 56 ustawy o OZE, która została wprowadzona w życie zaledwie 1,5 roku temu, było uelastycznienie rynku zielonych certyfikatów oraz w perspektywie długoterminowej zmniejszenie nadpodaży certyfikatów na tym rynku. Jednocześnie jako zaletę przyjętego rozwiązania polegającego na urynkowaniu jednostkowej opłaty zastępczej, która według pomysłodawców miała odzwierciedlać również rynkowy poziom cen świadectw pochodzenia, podawano jej funkcję wyznaczenia swoistej ceny maksymalnej świadectw pochodzenia, którą mogli uzyskać wytwórcy energii elektrycznej z OZE. W konsekwencji mechanizm miał zapobiegać zbytniemu wspieraniu podmiotów uprawnionych. Takie samo uzasadnienie projektodawca powołuje w odniesieniu do Projektu podnosząc, że wzrost cen energii i wzrost cen praw majątkowych mogą spowodować wzrost przychodów wytwórców OZE ponad uzasadniony ekonomicznie poziom powodując zbytnie wsparcie. To z kolei, jak czytamy w uzasadnieniu do Projektu, może spowodować wysokie koszty systemu, które zostaną przeniesione na odbiorców. Tymczasem dokładnie temu samemu zjawisku, zgodnie z ówczesnym uzasadnieniem, miała zapobiegać poprzednio wprowadzona zmiana mechanizmu przewidzianego w art. 56. Miał on okazać się korzystny dla odbiorców końcowych chroniąc ich przed nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej.</p> <p>Kolejna zmiana w art. 56 ustawy o OZE oznaczać będzie ponowną niedopuszczalną i w świetle powyższych argumentów nieuzasadnioną ingerencję w prawa nabyte inwestorów podważając ich zaufanie do państwa i podminowując opłacalność ich projektów.</p> <p>W związku z tym, proponujemy pozostawienie dotychczasowego brzmienia art. 56 ustawy o OZE. Ponadto domagamy się podjęcia skutecznej interwencji na rynku świadectw pochodzenia, mającej na celu przywrócenie równowagi na tym rynku, niepowodującej dalszego pogarszania sytuacji inwestorów OZE, do czego prowadzi obecny kształt Projektu nowelizacji ustawy o OZE.</p>	
90.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	<p>Salarian Sp. z o.o.</p> <p>Gewind Grabik Sp. z o.o.</p> <p>Miksztal Windfarm Sp. z o.o.</p> <p>Suchań Sp. z o.o.</p> <p>Działdowo Sp. z o.o.</p>	<p>Spółce trudno jest zrozumieć, że Ministerstwo Energii będące autorem Projektu ma na celu obniżenie cen ZC oraz wprowadzenie górnego limitu przychodów inwestorów OZE działających w systemie ZC. Spółka podkreśla, że sektor ZC napotkał liczne przeszkody wynikające z kontrowersyjnych zmian regulacyjnych mających wpływ na instalacje OZE funkcjonujące w ramach systemu ZC (m.in. nieoczekiwane zmiany sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej lub gwałtowne zmiany dotyczące podatku od nieruchomości w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych). Wspomniane zmiany miały wpływ przede wszystkim na małych i średnich operatorów OZE, którzy stoją w obliczu poważnych problemów związanych z rentownością. W związku z tym przedstawiciele branży mieli nadzieję na wzrost cen ZC, który poprawiłby ich trudną sytuację finansową. Zamiast tego Projekt proponuje nowe cięcia w spodziewanych dochodach operatorów OZE.</p> <p>Proponowany wzór obliczania jednostkowej opłaty zastępczej</p> <p>Zgodnie z art. 1 pkt 4 Projektu jednostkowa opłata zastępcza ma być obliczana jako różnica pomiędzy: (i) 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>obowiązujących w 2018 r., ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. i (ii) średnią roczną ceny energii elektrycznej w poprzednim roku, ogłoszoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nie można zaakceptować takiego wzoru, w którym poziom opłaty zastępczej jest odwrotnie proporcjonalny do ogólnych cen elektryczności na rynku hurtowym.</p> <p>Górny limit cen ZC</p> <p>Proponowany nowy wzór obliczania opłaty zastępczej będzie prawdopodobnie mieć niekorzystny wpływ na ceny ZC w przyszłości. W szczególności, powiązanie cen energii elektrycznej z opłatą zastępczą może doprowadzić do znacznego spadku cen ZC na polskim rynku.</p> <p>Spółka wskazuje, że założenia przyjęte dla celów Projektu (tj. uniknięcie sytuacji prowadzącej do rzekomego „nadmiernego wsparcia” dla inwestorów OZE) są oparte na niewłaściwych analizach i w związku z tym są od podstaw nieprawidłowe. Spółka jest zdania, że rzeczywiste skutki proponowanych zmian zgodnie z aktualną wersją Projektu mogą doprowadzić do dalszego spadku rentowności u inwestorów, a w konsekwencji do znacznego pogorszenia kondycji finansowej tych inwestorów, która została już podważona wskutek wprowadzonych w ostatnich latach zmian przepisów. Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że nie można uznać za zasadne wprowadzenia górnego limitu maksymalnych przychodów możliwych do uzyskania z produkcji energii elektrycznej w instalacjach OZE korzystających z systemu ZC, biorąc pod uwagę aktualną kondycję finansową inwestorów OZE w systemie ZC. W każdym razie jednak, w przypadku wprowadzenia takiego górnego limitu, należy wziąć pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez inwestorów oraz ich rozsądne i słuszne oczekiwania dotyczące zwrotu z dokonanych inwestycji. W szczególności podkreślić należy, że przychody operatorów OZE nie powinny podlegać górnemu limitowi na podstawie cen referencyjnych dla wszystkich technologii w sektorze OZE z 2018 r., ważonych mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. (tj. 367,15 zł/MWh). Wynika to przede wszystkim z faktu, że projekty OZE działające w ramach programu ZC powstały dużo wcześniej, z uwzględnieniem innych (odpowiednio wyższych) kosztów. W szczególności Spółka wskazuje, że 85% tej wartości (stanowiącej maksymalny przychód) będzie wynosić 312 zł/MWh, co nie odzwierciedla rzeczywistych kosztów poniesionych przez operatora OZE podczas realizacji projektu, przy uwzględnieniu strat poniesionych przez farmy wiatrowe w ostatnich latach. Spółka wskazuje, że wartość ta powinna być oszacowana na poziomie co najmniej 400 zł/MWh.</p> <p>Biorąc pod uwagę wzór zaproponowany w Projekcie, średnią cen referencyjnych dla wszystkich technologii w 2018 r. oraz szacunkową średnią roczną cenę energii elektrycznej w 2018 r., opłata zastępcza zostanie obliczona na poziomie ok. 117 zł/MWh w roku bieżącym. Przy założeniu, że ceny ZC osiągną poziom jednostkowej opłaty zastępczej (117 zł/MWh – mając jednocześnie na uwadze, że jest to tylko cena maksymalna), jest to ciągle poziom znacznie poniżej racjonalnych oczekiwań inwestorów.</p>	
--	--	--	---	--

		<p>Należy podkreślić, że wprowadzenie do Projektu mechanizmu sztucznie zaniżającego ceny ZC nie może być procedowane. W celu przywrócenia stabilności rynku ZC, Spółka proponuje ponowne wprowadzenie stałej wartości jednostkowej opłaty zastępczej, tak jak to przewidywały wprost przepisy ustawy o OZE przed wejściem w życie zmian z lipca 2017 r. Jeżeli jednak Ministerstwo Energii zamierza zachować proponowane zmiany w ich aktualnym brzmieniu (z jednostkową opłatą zastępczą obliczaną jako wartość zmienna), Spółka pragnie podkreślić znaczenie wprowadzenia następujących dwóch zmian: (i) dolnego limitu jednostkowej opłaty zastępczej (punkt odniesienia powinien ulec zmianie, tak aby górny limit był ustalony na znacznie wyższym poziomie, zakładając łączne przychody inwestorów na oczekiwanym poziomie co najmniej 400 – 450 zł/MWh) oraz (ii) indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie ze średnim rocznym indeksem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI).</p> <p>Dolny limit jednostkowej opłaty zastępczej</p> <p>Jak wspomniano wyżej, Spółka stoi na stanowisku, że potencjalne zmiany dotyczące jednostkowej opłaty zastępczej, tj. wprowadzenie w Projekcie zmiennej wartości opłaty zastępczej, powinny być dopuszczalne jedynie w przypadku jednoczesnego wprowadzenia do ustawy o OZE minimalnej wartości (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej. Taki przepis zapewni utrzymanie wymaganej równowagi na rynku ZC oraz stabilności branży.</p> <p>Spółka pragnie również zaznaczyć, że wprowadzenie do Projektu dolnego limitu opłaty zastępczej powinno doprowadzić do zmniejszenia szacunkowego niekorzystnego wpływu na przychody uzyskiwane z instalacji OZE w ramach systemu ZC.</p> <p>W opinii Spółki racjonalnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie do Projektu jednostkowej opłaty zastępczej przewidującej minimalną cenę ZC na poziomie PLN 300.</p> <p>Indeksacja podstawy obliczania opłaty zastępczej</p> <p>Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że podstawa obliczania opłaty zastępczej (ceny referencyjne dla wszystkich technologii OZE) zgodnie ze wzorem zawartym bezpośrednio w treści Projektu powinna również podlegać corocznej indeksacji zgodnie z indeksem CPI z poprzedniego roku kalendarzowego. Zdaniem Spółki taka indeksacja powinna stanowić niezbędne narzędzie mające na celu zapobieganie stopniowemu spadkowi cen ZC na rynku OZE.</p> <p>W szczególności Spółka wskazuje, że indeksacja umożliwi odzwierciedlenie wpływu inflacji na szacunkowe dochody inwestorów OZE. W konsekwencji, rezygnacja z indeksacji zgodnie z propozycją zawartą w Projekcie dodatkowo wpłynie na pogłębienie kwestii cen ZC, które już są niskie w chwili obecnej, co ostatecznie doprowadzi do znacznego spadku przychodów inwestorów OZE prowadzących działalność w ramach systemu Świadczeń.</p> <p>Spółka pragnie również zaznaczyć, że przywrócenie indeksacji nie doprowadzi do nadmiernego wsparcia dla inwestorów OZE, głównie z uwagi na wahania zarówno obowiązujących na rynku cen energii elektrycznej, jak i cen Świadczeń.</p>	
--	--	--	--

			<p>3. Ostateczne propozycje - wniosek</p> <p>Wobec powyższego, proponujemy przywrócenie w Projekcie wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, który obowiązywał przed wejściem w życie zmian do ustawy o OZE z lipca 2017 r.</p> <p>W szczególności Spółka proponuje wprowadzenie następujących zmian do art. 1 pkt 4 ustawy:</p> <p>(i) rezygnacja z powiązania jednostkowej opłaty zastępczej z cenami energii elektrycznej i cenami referencyjnymi obowiązującymi w 2018 r.; zdaniem Spółki, racjonalnym rozwiązaniem byłoby przywrócenie jednostkowej opłaty zastępczej jako wartości stałej na poziomie ok. 300 zł/MWh w celu utrzymania stabilnego punktu odniesienia dla operatorów OZE;</p> <p>Jeżeli jednak Ministerstwo Energii wprowadzi jednostkową opłatę zastępczą jako wartość zmienną uzależnioną od czynników rynkowych, Spółka pragnie podkreślić, że niezbędne byłoby wówczas uzupełnienie Projektu o następujące punkty:</p> <p>(i) wprowadzenie górnego limitu dla jednostkowej opłaty zastępczej na istotnie wyższym poziomie;</p> <p>(ii) wprowadzenie wartości minimalnej (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej oraz</p> <p>(iii) przywrócenie indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie z indeksem CPI.</p>	
91.	art. 56 ust. 1a ustawy OZE (propozycja dodania)	PGE S.A.	<p>„W przypadku gdy jednostkowa opłata zastępcza oznaczona symbolem Ozjo ma wartość ujemną, przyjmuje się, że wynosi 0.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Kontrakt różnicowy powinien mieć ograniczenia dla sytuacji, gdy odjemnik (cena energii elektrycznej) przewyższał będzie wartość odjemnej (ceny referencyjnej). Przy gwałtownych zmianach np. obserwowanych ostatnio i prognozowanych dla rynku CO<sub>2</sub>, taka sytuacja jest możliwa nawet w krótkim okresie.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
92.	art. 60a ust. 2 pkt 2 ustawy OZE	PGE S.A.	<p>Proponujemy uchylenie przepisu.</p> <p>Wymóg spalania biomasy pochodzenia rolniczego w dedykowanych instalacjach spalania biomasy o mocy wyższej niż 20 MW na poziomie 10% udziału wagowego powoduje poważne utrudnienia w realizacji pożądanego poziomu produkcji energii elektrycznej z OZE. Jest to spowodowane bardzo ograniczoną podażą biomasy pochodzenia rolniczego, szczególnie w zakresie biomasy z upraw energetycznych. Problem z uzyskaniem wymaganego udziału biomasy pochodzenia rolniczego skutkuje koniecznością planowego ograniczania produkcji energii z OZE (odstępowania od tej produkcji lub wyłączania części wytworzonej energii w OZE z wniosków o wydanie świadectw pochodzenia).</p> <p>Biomasa pochodzenia rolniczego oferowana jest w niewystarczających ilościach, a jej ceny są znacząco wyższe od cen biomasy „leśnej”. Z uwagi na znaczną zawartość chloru w słomie, w wielu kotłach energetycznych nie może ona być spalana lub spalana jest w śladowych ilościach. W konsekwencji biomasa pochodzenia rolniczego importowana jest z zagranicy (pelet z wycieczyn z masłosza pochodzącego z Afryki, pelet z łuski słonecznika z wschodniej części Ukrainy), a zyski z produkcji energii w OZE transferowane są poza granice Polski.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			<p>Znaczący problem dla wytwórców energii stanowi także zrębka z celowych upraw energetycznych, a w szczególności proces dokumentowania jej pochodzenia. Mając na uwadze bardzo ograniczoną ilość tego rodzaju biomasy, nierzadko zdarzają się nieprawidłowości polegające na tym, że niektórzy dostawcy próbują dostarczać w miejsce biomasy z upraw energetycznych biomasę w postaci zrębek leśnych (co jest bardzo trudne do rozróżnienia podczas procesu odbioru). Aby zachować transparentność procesu, wytwórcy energii zużywający zrębki z upraw energetycznych dokonują drogiej oraz czasochłonnej i pracochłonnej kontroli dostarczanej biomasy, miejsc jej wytworzenia i dokumentacji pochodzenia. Pomimo dochowywanej należytej staranności przez wytwórców, ze względu na niemożność weryfikacji dokumentacji biomasy z upraw energetycznych dostarczanych przez dostawców do różnych odbiorców, należy liczyć się z ryzykiem sztucznego zwiększania wykazywanej przez nich wydajności pólów.</p>	
93.	art. 60a ust. 2a ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Stowarzyszenie Papierników Polskich	<p>Częściowa zmiana obecnego art. 60a OZE poprzez dodanie po ust. 2 nowego ust. 2a o następującym brzmieniu:</p> <p>w art. 60a po ust. 2 dodaje się ust. 2a, który otrzymuje brzmienie:</p> <p>„2a. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy w zakresie, w jakim biomasa ta stanowi odpady lub pozostałości pochodzenia biologicznego z leśnictwa i związanych z leśnictwem działań przemysłu, spalanej w miejscu powstania tych odpadów lub pozostałości, dla:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW,</li> <li>2) dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW</li> </ol> <p>- wynosi 0%.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Powyższe rozwiązanie pozwoli uregulować w akcie rangi ustawy sytuację prawną przedstawicieli sektora leśno – drzewnego zgodnie z intencją ustawodawcy, utrzymując uprawnienie do wykorzystania odpadów i pozostałości powstających w produkcji mas włóknistych, celulozowych oraz w produkcji papieru na miejscu.</p> <p>Należy wskazać, że pierwotnie, na mocy Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. wyłączenie z obowiązku stosowania biomasy pochodzenia rolniczego dla przedstawicieli sektora leśno – drzewnego określone było bezterminowo. Podobnie, na mocy Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 3 grudnia 2018 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego został określony na poziomie 0% dla określonych instalacji z sektora leśno-drzewnego bezterminowo.</p> <p>W przypadku przyjęcia proponowanych w Projekcie Ustawy zmian do art. 60a Ustawy OZE, Minister Energii będzie mógł określić w drodze rozporządzenia niższą wielkość udziału biomasy pochodzenia rolniczego ograniczając lub wyłączając z obowiązku jej domieszkiwania określone podmioty zobowiązane, jedynie na dany rok. Takie rozwiązanie zwiększy niepewność prawną po stronie przedstawicieli sektora leśno – drzewnego. W przypadku bowiem, gdyby w danym roku wyłączenie z obowiązku domieszkiwania biomasy nie zostało przyjęte, operatorzy instalacji wykorzystujący</p>	<p><b>Uwaga przyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>odpady z przemysłu przetwarzającego produkty z produkcji leśnej spalane w miejscu ich powstania byłoby wyłączeni ze wsparcia przeznaczonego dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii. To natomiast stworzy ryzyko poniesienia szkód wielkich rozmiarów związane z nierentownością wielomilionowych inwestycji w odnawialne źródła energii poczynionych przez przedstawicieli sektora leśno – drzewnego.. Aby uniknąć takiego ryzyka, należy zmienić art. 60a Ustawy OZE, poprzez dodanie po ust. 2 nowego ust. 2a w proponowanym brzmieniu.</p> <p>W przypadku wprowadzenia postulowanego przepisu do Ustawy OZE, dalsze obowiązywanie Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 3 grudnia 2018 r. w sprawie obniżenia wielkości minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy będzie bezprzedmiotowe. Postuluje się więc w takim przypadku dodanie do Projektu Ustawy nowego art. 9 jako przepisu dostosowującego (z jednoczesnym dostosowaniem numerów artykułów kolejnych). (zmiana opisana przy zmianach dotyczących art. 9).</p>	
94.	art. 1 pkt 6 (art. 60a ust. 3)	Stowarzyszenie Papierników Polskich	<p>Alternatywna propozycja</p> <p>W przypadku braku akceptacji dla uwzględnienia w Projekcie Ustawy proponowanej zmiany, tj. dodania art. 60a ust. 2a, postuluje się usunięcie z Projektu Ustawy zmiany proponowanej w art. 1 pkt. 6 Projektu Ustawy, to jest zmiany do art. 60a ust. 3 Ustawy OZE. Rozwiązanie takie pozwoli na utrzymanie w mocy, bezterminowo, Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 3 grudnia 2018 r. w sprawie obniżenia wielkości minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy. Obowiązywanie tego rozporządzenia bez ograniczenia terminowego było zgodne z pierwotnym założeniem prawodawcy. Wskazane jest więc utrzymanie takiego stanu poprzez rezygnację z wprowadzenia zmian do art. 60a ust. 3 Ustawy OZE i uchylenie Art. 1 pkt 6 z Projektu Ustawy.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwzględniono wcześniejszą propozycję</p>
95.	art. 62 ustawy OZE (propozycja zmiany)	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„1. Ilość wytwarzanego biogazu przelicza się na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej możliwej do wytworzenia w odnawialnych źródłach energii, według wzoru:</p> $E_{ozeekw} = \eta \sum_{i=m}^n (M_{bri} \cdot r_i)$ <p>gdzie poszczególne symbole oznaczają:  <i>E<sub>ozeekw</sub></i> – ilość energii elektrycznej możliwej do wytworzenia w odnawialnych źródłach energii stanowiącą ekwiwalent wytworzonego biogazu wprowadzanego do sieci gazowej [MJ],  <i>n</i> – ilość partii biogazu wprowadzonego do sieci gazowej,  <i>m</i> – oznaczenie kolejnej partii biogazu wprowadzonego do sieci gazowej,  <i>M<sub>bri</sub></i> – ilość biogazu wprowadzonego do sieci gazowej w poszczególnych partiach [m<sup>3</sup>], o określonej wartości opałowej zmierzonej za pomocą urządzenia pomiarowo – rozliczeniowego,  <i>r<sub>i</sub></i> – rzeczywista wartość opałowa poszczególnej partii biogazu wprowadzonego do sieci gazowej [MJ/m<sup>3</sup>],</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>



			<p>□□ - referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej w jednostce zużywającej biogaz (□=52,5%).</p> <p>2. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 49 ust. 4 <b>oraz art. 83 ust. 4a</b>, w tym:</p> <p><b>1) parametry jakościowe biogazu wprowadzonego do sieci gazowej;</b></p> <p>2) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu,</p> <p>3) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania tych danych,</p> <p>4) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii na potrzeby wypełnienia obowiązków, o których mowa w art. 52 ust. 1 <b>oraz art. 93 ust. 2 pkt 3,</b></p> <p><b>5) szczegółowe warunki przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzania biogazu</b></p> <p>- biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, dostępne technologie wytwarzania biogazu oraz potrzebę ustalenia ilości tego biogazu.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Zmiana powyższego przepisu utrzyma dotychczasową kompetencję ministra właściwego do spraw energii do przyjęcia przepisów wykonawczych w zakresie szczegółowych parametrów jakościowych, pomiarów wprowadzanego paliwa gazowego oraz zasad przyłączania instalacji biogazowych do sieci gazowej, a także ustali zasady wyliczania ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE przyłączonej do sieci gazowej, na podstawie której będą wydawane odpowiednie świadectwa pochodzenia (tzw. brązowe certyfikaty) albo w ramach, której będzie rozliczany mechanizm ujemnego salda w ramach ekwiwalentu energii zgłoszonego do aukcji OZE. Zmian powyższych przepisów umożliwi doprecyzowanie i pełen uruchomienie wprowadzanych w rządowym projekcie nowelizacji aukcji OZE dla ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu wprowadzanego do sieci gazowej.</p> <p>Dodatkowo poprawka przenosi wzór przeliczania biogazu na ekwiwalent ilości energii elektrycznej na poziom ustawy. Jest to bardzo ważny przepis z punktu widzenia stabilności uzyskiwanych przychodów, a tym samym wpływa na bankowalność projektów, których głównym założeniem będzie produkcja biogazu włączanego do gazowej sieci dystrybucyjnej.</p>	
96.	art. 68 ust. 2 ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	PGE S.A.	<p>Dodanie drugiego zdania: „Opłatę zastępczą podlegającą uiszczeniu oblicza się z uwzględnieniem jednostkowej opłaty zastępczej obowiązującej dla roku, za który realizowany jest obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Opłata zastępcza winna być wnoszona za rok n przy uwzględnieniu jednostkowej opłaty zastępczej obowiązującej w tym roku. Obecne przepisy nie wskazują tego jednoznacznie, w związku z czym istnieją wątpliwości interpretacyjne</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			oraz analizy wskazujące na użycie poziomu jednostkowej opłaty zastępczej z roku, w którym wnoszona jest opłata.	
97.	art. 1 pkt 7 (art. 70a ust. 1 i 2)	Zarządca Rozliczeń S.A.	Poprawki redakcyjne do art. 1 pkt 7 projektu. Wydaje się, że projektowane zmiany ust. 1 i 2 w art. 70a ustawy OZE zostały zamienione ze sobą; ponadto w celu zachowania spójności zmiana części wspólnej w ust. 2 w art. 70 ustawy OZE wymaga uzupełnienia poprzez skreślenie wyrazów „innemu niż sprzedawca zobowiązany”. W związku z tym pkt 7 proponujemy nadać brzmienie: „ 7)w art. 70a: a) w ust. 1: – w pkt 5 po wyrazie „hydroenergię” dodaje się wyraz „, albo”, – dodaje się pkt 6 w brzmieniu: „6) biomasę”, – w części wspólnej wyrazy „albo innemu podmiotowi” zastępuje się wyrazami „albo wybranemu podmiotowi, na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5”, b) w ust. 2: w pkt 5 po wyrazie „hydroenergię” dodaje się wyraz „, albo”, – dodaje się pkt 6 w brzmieniu: „6) biomasę”, – w części wspólnej skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany” i po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5”, „	<b>Uwaga przyjęta</b>
98.	art. 1 pkt 7 lit a i b (art. 70a ust. 1 i 2)	PGE S.A.	Postulujemy doprecyzowanie przepisów. Zmiany wprowadzane do części wspólnej przepisów zawartych w art. 70a ust. 1 i ust. 2 uOZE odwołują się do fragmentów tekstu („zobowiązany”, „albo innemu podmiotowi”), które we wskazanych przepisach nie występują.	<b>Uwaga przyjęta</b>
99.	art. 1 pkt 7 lit a i b (art. 70a ust. 1 i 2)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Zwracamy uwagę, że w art. 70a ust. 1 ustawy o OZE w części wspólnej nie istnieje słowo „zobowiązany”, po którym zgodnie z art. 1 pkt. 7) lit. a) Projektu mają zostać dodane kolejne słowa. Dlatego rozumiemy, że zmiana powinna dotyczyć art. 70a ust. 2 ustawy o OZE. Jednocześnie zwracamy uwagę, że w art. 70a ust. 2 ustawy o OZE w części wspólnej nie istnieją słowa „albo innemu niż podmiotowi”, które zgodnie z art. 1 pkt. 7) lit. b) Projektu mają zostać zastąpione innymi słowami. Dlatego rozumiemy, że zmiana powinna dotyczyć art. 70a ust. 1 ustawy o OZE.	<b>Uwaga przyjęta</b>
100.	art. 1 pkt 7 lit a i b (art. 70a ust. 1 i 2)	PSE S.A.	pkt 7 lit. a) i b): Biorąc pod uwagę uzasadnienie do projektu ustawy powstaje pytanie, czy prawidłowo została zredagowana część wspólna: 1) w lit. a) i b), a mianowicie, czy sprzedaż energii podmiotowi zobowiązanemu ma nastąpić "na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5", czy też na tych innych zasadach ma nastąpić sprzedaż innemu podmiotowi, czy też podmiotowi wybranemu; 2) w odniesieniu do lit. b) tiret trzecie, w obowiązującej ustawie brak wyrazów zastępowanych nowym brzmieniem.	<b>Uwaga przyjęta</b>

			Ponadto należy zwrócić uwagę na niekonsekwentne wprowadzenie odmiennych pojęć: „inny podmiot” oraz „wybrany podmiot”. Proponuje się przyjąć jednolite nazewnictwo.	
101.	art. 1 pkt 7 lit a tiret trzecie (art. 70a ust. 1)	PSE S.A.	pkt 7 lit. a) tiret trzecie otrzymuje brzmienie: „- w części wspólnej po wyrazie „zobowiązaniem” dodaje się wyrazy „na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5”; <u>Uzasadnienie:</u> W części wspólnej przepisu art. 70a ust. 1 użyty został wyraz „zobowiązaniem”, a nie „zobowiązany”.	<b>Uwaga przyjęta</b>
102.	art. 1 pkt 7 lit. b tiret trzecie (art. 70a ust. 2)	Energa S.A.	Odniesienie do treści art. 70c ust. 1-5. <u>Uzasadnienie:</u> Wskazane odniesienie może wymagać weryfikacji dla zachowania poprawności interpretacyjnej.	<b>Uwaga niezrozumiała</b>
103.	art. 1 pkt 7 (art. 70a ust. 1 i 2)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	W zakresie art. 1 pkt 8) lit. d), w którym zmieniany jest art. 70b ust. 10 pkt 2) ustawy OZE proponujemy rozważyć konieczność ponownego przedkładania przez wytwórcę wszystkich dokumentów, o których mowa w art. 70b ust. 4, w przypadku zmiany ilości energii elektrycznej. Generuje to zbędną biurokrację, nieuzasadnioną z punktu widzenia samej zmiany ilości energii elektrycznej. Ponadto: - lit. a tiret trzeci otrzymuje brzmienie: „- w części wspólnej po wyrazie „zobowiązaniem” dodaje się wyrazy „na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5” - lit. b tiret otrzymuje brzmienie: „- w części wspólnej po wyrazach „wybranemu podmiotowi innemu niż sprzedawca zobowiązany” dodaje się wyrazy „na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5;” Zmiany o charakterze technicznym uspołniające treść proponowanych zmian z aktualnym brzmieniem przepisów.  Proponujemy wprowadzić zmianę w art. 70a ust. 2 analogiczną do zapisu w art. 70a ust. 1: „2. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym: (...)”	<b>Uwaga częściowo przyjęta</b>
104.	art. 1 pkt 8 (art. 70b)	TAURON Polska Energia S.A.	a) w ust. 3 w pkt 7 po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5”, <del>skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany”</del> , b) w ust. 4 w pkt 1 w lit. a po wyrazie „energii” dodaje się wyrazy „jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego”, c) <b>w ust. 8 na końcu po kropce dodaje się następujące wyrazy: „Zaświadczenie, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym zawiera także informację o cenie skorygowanej oraz wartościach, P<sub>lc</sub>, I, I<sub>PMOZE</sub>, o których mowa w art. 39a ust. 5.”</b>	<b>Uwaga do omówienia na spotkaniu konsultacyjnym</b>

			<p>d) w ust. 9 w pkt 1 wyrazy „w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej sprzedawcy zobowiązanemu” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców o których mowa w art. 70a ust. 1, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej sprzedawcy zobowiązanemu”;</p> <p>e) w ust. 9 w pkt 2 wyrazy „w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi, innemu niż sprzedawca zobowiązany” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców o których mowa w art. 70a ust.1, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi, innemu niż sprzedawca zobowiązany na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5, albo wytwórców o których mowa w art. 72 ust.2”</p> <p>g) w ust. 10 pkt 2 otrzymuje brzmienie:  „2) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 2; w tej sytuacji do zmienionej deklaracji wytwórcy załącza dokumenty, o których mowa w ust. 4.”;</p> <p>h) uchyla się ust. 12,</p> <p>i) po ust. 12 dodaje się ust. 12a w brzmieniu:  „12a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w ust. 4 pkt 1 lit. d, opłata rezerwacyjna, wnoszona zgodnie z ust. 6, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE.”;</p> <p>j) po ust. 16 dodaje się ust. 16a w brzmieniu:  "16a. W przypadku zawarcia umowy przenoszącej własność instalacji odnawialnego źródła energii, wytwórcy przenoszący własność oraz nabywca tej instalacji występują do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8 dla nabywcy tej instalacji."</p> <p>j) ust. 17 otrzymuje brzmienie :  "W przypadku, o którym mowa w ust. 16 i 16a, przepisy ust. 9 i 11-14 stosuje się odpowiednio."  <b>Uzasadnienie:</b> Proponowane zmiany dostosowują przepis do modelu, w którym sprzedawca zobowiązany może – na zasadach – rynkowych nabywać energię od wytwórców, którzy samodzielnie rozliczają ujemne saldo z zarządcą rozliczeń. Ponadto przewiduje się uzupełnienia treści zaświadczenia wydawanego przez Prezesa URE o dane niezbędne do ustalenia prawidłowej ceny skorygowanej, w tym w przypadku zwiększenia pomocy publicznej otrzymanej przez wytwórcę. Przepisy precyzują również zasady transferu zaświadczenia w razie zmiany sprzedaży instalacji odnawialnego źródła energii.</p>	
105.	art. 1 pkt 8 lit. a (art. 70b ust. 3 pkt 7)	Zarządca Rozliczeń S.A.	<p>Poprawki redakcyjne do art. 1 pkt 8 lit. a i c projektu. Uzasadnienie analogiczne jak w propozycji nr I. W związku z tym pkt 8 lit a i c proponujemy nadać brzmienie:</p> <p>„ a) w ust. 3 w pkt 7 po wyrazie „zobowiązany” wyrazy „czy innemu podmiotowi” zastępuje się wyrazami „czy wybranemu podmiotowi, na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5”</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			c) w ust. 9 w pkt 2 po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „, na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5” i skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany”.”	
106.	art. 1 pkt 8 lit. a (art. 70b ust. 3 pkt 7)	PSE S.A.	pkt 8 lit. a): W aktualnym tekście ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389; zm.: Dz. U. z 2017 r. poz. 1559 oraz z 2019 r. poz. 42 i poz. 60) w art. 70b ust. 3 pkt 7 brak wyrazów zastępowanych nowym brzmieniem: „innemu niż sprzedawca zobowiązany”.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
107.	art. 1 pkt 8 lit. a i c (art. 70b ust. 3 pkt 1 i ust. 9 pkt 2)	PGE S.A.	Postulujemy doprecyzowanie przepisów. Zmiany wprowadzane do art. 70b ust. 3 pkt 7 i ust. 9 pkt 2 uOZE odwołują się do fragmentów tekstu („innemu niż sprzedawca zobowiązany”, „albo innemu podmiotowi”), które we wskazanych przepisach nie występują.	<b>Uwaga nieprzyjęta kierunkowo</b>
108.	art. 1 pkt 8 lit. a i c (art. 70b ust. 3 pkt 1 i ust. 9 pkt 2)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Podobnie zwracamy również uwagę, że w art. 70b ust. 3 pkt. 7) ustawy o OZE nie istnieją słowa „innemu niż sprzedawca zobowiązany”, które zgodnie z art. 1 pkt. 8) lit. a) Projektu mają zostać wykreślone. Dlatego rozumiemy, że zmiana powinna dotyczyć art. 70b ust. 9 pkt 2) ustawy o OZE. Kolejna uwaga odnosi się do art. 70b ust. 9 pkt. 2) ustawy o OZE, w którym nie istnieją słowa „albo innemu podmiotowi”, które zgodnie z art. 1 pkt. 8) lit. c) Projektu mają zostać zastąpione przez inne słowa. Dlatego rozumiemy, że zmiana powinna dotyczyć art. 70b ust. 3 pkt 7) ustawy o OZE.	<b>Uwaga przyjęta</b>
109.	art. 1 pkt 8 lit. c (art. 70b ust. 9 pkt 2)	Zarządca Rozliczeń S.A.	Poprawki redakcyjne do art. 1 pkt 8 lit. a i c projektu. Uzasadnienie analogiczne jak w propozycji nr I. W związku z tym pkt 8 lit a i c proponujemy nadać brzmienie: (...) c) w ust. 9 w pkt 2 po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „, na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5” i skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany”.”	<b>Uwaga przyjęta</b>
110.	art. 1 pkt 8 lit. c (art. 70b ust. 9 pkt 2)	PSE S.A.	W aktualnym tekście ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389; zm.: Dz. U. z 2017 r. poz. 1559 oraz z 2019 r. poz. 42 i poz. 60) w art. 70b ust. 9 pkt 2) brak wyrazów zastępowanych nowym brzmieniem: „albo innemu podmiotowi”.	<b>Uwaga przyjęta</b>
111.	art. 1 pkt 8 lit. f (art. 70b ust. 12a)	Zarządca Rozliczeń S.A.	Art. 1 pkt 8 lit e i f . Wykreślenie w art. 70b ust. 12 i dodanie ust 12a ustawy OZE wymaga konsekwentnie dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych uzupełnienia o skutki sprzedaży w ramach zaświadczeń po terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d. Powinno być jasne, że sprzedaż energii elektrycznej jest lub nie jest podstawą rozliczenia ujemnego salda. Dlatego proponujemy w projektowanym art. 70b ust. 12a dodać na końcu ustępu wyrazy „przy zachowaniu praw i obowiązków, o których mowa w art. 70f ust. 1”.	<b>Uwaga przyjęta</b>
112.	art. 1 pkt 8 lit. f (art. 70b ust. 12a)	Energa S.A.	Proponuje się następujące brzmienie nowego przepisu: „12a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w ust. 4 pkt. 1 lit. d, opłata rezerwacyjna, wnoszona zgodnie z ust. 6, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE, chyba że wytwórca udowodni, że niewypełnienie zobowiązania powstało z przyczyn od wytwórcy niezależnych.”	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>

			<u>Uzasadnienie:</u> Propozycja zmiany ma na celu doprecyzowanie, że ewentualny przepadek opłaty rezerwacyjnej powinien być związany z zaistnieniem winy wytwórcy	
113.	art. 1 pkt 8	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 1 pkt 8, w którym zmieniany jest art. 70b ustawy OZE proponujemy:</p> <p>1) w art.70b ust.4 pkt.1 lit. c wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastępuje się wyrazami „w terminie 42 miesięcy”,</p> <p>2) w ust. 4 pkt 1 lit. d wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastępuje się wyrazami „w terminie 42 miesięcy”,</p> <p>3) po ust.17 dodaje się ust.18 w brzmieniu: „18. W przypadku wytwórców, o których mowa w ust. 8, przepisy art. 81 ust. 9 stosuje się odpowiednio.”</p> <p>Zmiany wprowadzają w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 70a ust. 1 i 2 (Taryfy FIP/FIT) rozwiązania analogiczne jak w przypadku systemu aukcyjnego.</p> <p>W zakresie art. 70b ust. 10 pkt 2) ustawy OZE proponujemy rozważyć konieczność ponownego przedkładania przez wytwórcę wszystkich dokumentów, o których mowa w art. 70b ust. 4, w przypadku zmiany ilości energii elektrycznej. Generuje to zbędną biurokrację, nieuzasadnioną z punktu widzenia samej zmiany ilości energii elektrycznej.</p> <p>Proponujemy przyjęcie art. 70b ust. 10 pkt 2) w poniższym brzmieniu: „2) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 2; w tej sytuacji do zmienionej deklaracji wytwórcza załącza dokumenty, o których mowa w ust. 4, o ile dane w nich zawarte nie uległy zmianie.”.</p>	<b>Uwaga przyjęta częściowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ <b>Uwaga przyjęta</b> w zakresie propozycji zmiany art. 70b ust. 10 pkt 2
114.	art. 1 pkt 7 i 8	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Odnotować należy, że zmiana przewidziana w art. 1 pkt 7 lit a) i b) Projektu, dotycząca art. 70a ust. 1 i 2 Ustawy OZE, zawiera błędne odniesienia w stosunku do faktycznego brzmienia Ustawy OZE, odwołując się do fragmentów tekstu, które we wskazanych przepisach nie występują. Odwołania zdają się być prawidłowe, gdy zastosowane zostaną zamiennie, tj. gdy trzeci tiret z pkt 7 lit. a Projektu zostanie zastąpiony tiretem trzecim z pkt 7 lit b. Projektu i odwrotnie.</p> <p>Analogicznego doprecyzowania wymaga zmiana przewidziana w art. 1 pkt 8 lit a) i c) Projektu, dotycząca art. 70b ust. 3 pkt 1 i ust. 9 pkt 2 Ustawy OZE. Podobnie jak w powyższym przypadku, zasadnym zdaje się być zaadresowanie zmiany przewidzianej w pkt 8 lit. a Projektu do pkt 8 lit. c Projektu i odwrotnie.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
115.	art. 70c ust. 6 pkt 1 ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Zarządca Rozliczeń S.A.	<p>W celu zachowania spójności zmian proponujemy także dodać w art. 1 pkt 8a w brzmieniu: „8a) w art. 70c ust. 6 w pkt 1 po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „, na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5” i skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany”, ”.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
116.	art. 70c ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Zarządca Rozliczeń S.A.	<p>Ponadto zwracamy uwagę, że wyłączenie (w odesłaniu) art. 70c ust. 1-5, a więc także ust. 2 tego artykułu w przypadku sprzedaży wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż stosowanych do sprzedawcy zobowiązanego może sugerować, że w stosunku do takich wytwórców nie stosuje się już ceny skorygowanej z art. 39a ust. 5</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			i 7 oraz że wsparcie sprzedaży nie jest już ograniczone okresem wskazanym w zaświadczeniu z art. 70b ust. 8. W związku z tym proponujemy w art. 70c ust. 2 przed wyrazami „cenie zakupu” wstawić wyraz „stałej”, a po tych wyrazach postawić kropkę i skreślić pozostałą część (będzie zbędna po przeniesieniu treści do art. 70e ).	
117.	art. 70e ust. 1-2 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Zarządca Rozliczeń S.A.	Natomiast w ust. 1 w art. 70e proponujemy dodać zdanie drugie w brzmieniu: „Stalą cenę zakupu oblicza się zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7.” a ust. 2 w art. 70e nadać następujące brzmienie, przy okazji zwiększając precyzję dotychczasowego zapisu: „2. <del>Zakup</del> Sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70a ust. 1 i 2, lub prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 1 <del>pkt 4</del> i ust. 2 pkt 3, <del>obowiązuje wytwórców</del> przysługuje wytwórcom, którzy uzyskają zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.”	<b>Uwaga przyjęta</b>
118.	art. 1 pkt 9 (art. 70f ust. 1)	TAURON Polska Energia S.A.	Ad. Art. 1 ust. 9): Obowiązek zakupu niewykorzystanej energii (taryfy FIT/FIP) trwa przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej niż do 30 czerwca 2039 r. - obecnie w ustawie jest zapis, iż trwa nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 r., identyczny okres wskazany jest również dla instalacji w systemie aukcyjnym, budzi zatem wątpliwości dlaczego dla instalacji w ramach systemu aukcyjnego okres ten również nie został wydłużony. <u>Uzasadnienie:</u> Ustawodawca w żadnej sposób nie wyjaśnia skąd tak nierówne traktowanie instalacji w ramach dwóch systemów wsparcia.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ
119.	art. 72 ust. 1 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	„1. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł, a w przypadku wytwarzania biogazu wprowadzonego do sieci gazowej odpowiadająca mu ekwiwalentna ilość energii elektrycznej przeliczana w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 62, wytworzone oddzielnie w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 73 ust. 3a i 4, może zostać sprzedana w drodze aukcji przez wytwórców, którzy:” <u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzana zmiana expressis verbis wskazuje, że przedmiotem aukcji oprócz sprzedaży określonej ilości energii elektrycznej w MWh objęta jest również ekwiwalentna ilość energii elektrycznej wynikająca z przeliczenia biogazu również wyrażona w MWh, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62 u.o.z.e.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
120.	art. 1 pkt 10 (art. 72a)	Energa S.A.	Proponuje się pozostawienie przepisu w następującym brzmieniu: „Wytwórca, który do dnia 31 grudnia 2020 r. wytworzył energię elektryczną w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja lub instalacja, o której mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, może sprzedawać tę energię, z zastrzeżeniem, że wytworzona energia będzie w całości wprowadzana do sieci.” <u>Uzasadnienie:</u> Propozycja zmiany ma na celu umożliwienie produkcji energii elektrycznej przed wygraną aukcją i zachowanie prawa do wsparcia po wygranej aukcji.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
121.	art. 1 pkt 10 (art. 72a)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	Poniżej prezentujemy brzmienie przepisu, z uwzględnieniem wyróżnionych dopisków niezbędnych ze względów gramatycznych i regulacyjnych (art. 3 pkt 40 i art. 5 ust. 2b	<b>Uwaga częściowo przyjęta</b>

			<p>pkt 1 Prawa energetycznego oraz § 15 ust. 1 pkt 1 i § 21 ust. 1 rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego):</p> <p>[...] „1. Wytwórca zamierzający przystąpić do aukcji dla wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, planujący wytworzyć po raz pierwszy energię elektryczną w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja lub instalacja, o której mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, przed dniem zamknięcia aukcji lecz nie później niż do dnia 31 grudnia 2020 r., nie traci prawa do uczestnictwa w aukcjach, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, w przypadku gdy dokona sprzedaży tej energii i sprzedaż będzie obejmowała całą ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w okresie poprzedzającym aukcję, z zastrzeżeniem niezbilansowania energii elektrycznej w ramach bilansowania handlowego, a w poszczególnych okresach dostawy:</p> <p>1) wartość sprzedanej energii elektrycznej w ilości, o której mowa w pkt 1, nie przekroczy wartości tej energii określonej na podstawie średniej dziennej ceny energii elektrycznej, stanowiącej średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dostawy tej energii, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych, niezawierających kwot podatku od towarów i usług, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, obliczanej i publikowanej przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, zgodnie z przyjętymi przez ten podmiot zasadami; albo</p> <p>2) sprzedaż energii elektrycznej w ilości, o której mowa w pkt 1, dokonywana będzie na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.</p> <p>Konsekwentnie proponujemy dostosowanie art. 72a ust. 2 ustawy. Przyjmujemy, że oświadczenie wytwórcy będzie obejmowało obie dopuszczalne formy sprzedaży energii elektrycznej, pozostawiając wytwórcy wybór, czy w danym okresie dostawy dokonywać sprzedaży na giełdzie towarowej, czy też w transakcjach bilateralnych z ustawowym ograniczeniem ceny sprzedaży. Wprowadzając alternatywę rozłączną („albo”) zapewniamy, że dla danego okresu dostawy wytwórcy nie będą łączyć obu form tj. energia wprowadzana w danym czasie do sieci może być sprzedawana tylko w jednej z dopuszczonych form, z uwzględnieniem bilansowania handlowego. Uprości to ewentualną sprawozdawczość i kontrolę spełnienia warunków z art. 72a ust. 1 ustawy pozostającą w kompetencji Prezesa URE.</p> <p>2. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, składa do Prezesa URE pisemne oświadczenie, że cała ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji, z zastrzeżeniem niezbilansowania energii elektrycznej w ramach bilansowania handlowego, będzie sprzedawana na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany albo że wartość sprzedawanej energii nie będzie przekraczać wartości określonej zgodnie z ust. 1 pkt 2.</p>	
--	--	--	--	--



			<p>W przepisie przejściowym proponujemy ujednoczyć stosowanie nowego mechanizmu do wszystkich podmiotów, w tym tych wytwórców, którzy skorzystali z uprawnień z art. 72a ustawy w brzmieniu dotychczasowym. Konsekwentnie niezbędne jest złożenie przez takich wytwórców oświadczenia obejmującego całość nowych obowiązków. Proponujemy, by następowało to w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej pod takim samym rygorem, jakiemu będą podlegać wytwórcy, którzy będą składać oświadczenie po raz pierwszy dopiero po wejściu w życie zmian w ustawie OZE.</p> <p><i>Art. 8. 1. W sprawach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej przez Wytwórców, którzy złożyli oświadczenia na podstawie art. 72a ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu obowiązującym przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się art. 72a ust. 1 oraz ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.</i></p> <p><i>2. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, składa do Prezesa URE pisemne oświadczenie, o którym mowa w art. 72a ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Przepis art. 72a ust. 3 pkt 1) ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się odpowiednio.</i></p>	
122.	art. 1 pkt 10 (art. 72a)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Uregulowanie kwestii możliwości udziału w aukcji podmiotów objętych normą art. 72a ustawy o OZE</p> <p>Wprowadzenie art. 72a ustawy o OZE dało wytwórcom możliwość nabywania uprawnień do przystępowania do aukcji w przypadku rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE po raz pierwszy po 14 lipca 2018 r., lecz przed udziałem danego wytwórcy w aukcji dla instalacji OZE. Z uwagi na termin 30 czerwca 2021 r. jako termin graniczny dla rozstrzygnięcia aukcji i brak odrębnej regulacji w art. 72a ustawy o OZE, uprawnienie to przysługuje w okresie od złożenia Prezesowi URE oświadczenia, o którym mowa w art. 72a ust. 2 ustawy o OZE do 30 czerwca 2021 r. W przypadku uchylecia art. 72a ustawy o OZE zgodnie z art. 1 pkt 10) Projektu powstanie wątpliwość, czy wytwórcy, którzy nabyli powyższe uprawnienie, mogą przystępować do aukcji dla instalacji OZE. Brak przepisu przejściowego stanowiłby zatem ingerencję w prawa nabyte, w sposób zmieniający warunki prowadzenia działalności przez tę grupę wytwórców. Z tych względów wprowadzenie przepisu przejściowego jest niezbędne dla zachowania spójności regulacji.</p> <p>Poniżej proponujemy dostosowanie okresu wsparcia do terminu, w którym może nastąpić rozstrzygnięcie aukcji, tj. nie później niż do 30 czerwca 2021 roku. Zważywszy, że wytwórcy będą przystępować do sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego po dniu wygrania aukcji już w toku prowadzonej działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej wydaje się, że nie jest potrzebny dodatkowy termin, jaki byłby potrzebny wytwórcom rozpoczynającym dopiero budowę danej instalacji OZE.</p> <p>Mając na uwadze powyższe uwagi proponujemy dodanie po dotychczasowym art. 8 Projektu nowego artykułu 9 z jednoczesną zmianą numeracji kolejnego artykułu w brzmieniu:</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta kierunkowo</b>

			<p>Art. 9 1. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł, którzy przed dniem wejścia w życie art. 1 pkt 10 ustawy złożyli Prezesowi URE oświadczenie, o którym mowa w art. 72a ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się przepisy art. 72a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, z zastrzeżeniem ust. 2.</p> <p>2. Termin, o którym mowa w art. 72a ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 trwa nie dłużej niż do 30 czerwca 2036 r.</p>	
123.	art. 73 ust. 2 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>– wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:  <b>„Przedmiotem aukcji jest sprzedaż energii elektrycznej, która w przypadku wytwarzania biogazu wprowadzonego do sieci gazowej obejmuje również odpowiadającą mu ekwiwalentną ilość energii elektrycznej przeliczaną w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 62, wytworzona w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, o których mowa w art. 72, pod warunkiem że:”</b>,  – pkt 1 lit e) otrzymuje brzmienie:  <b>„e) substratów innych niż wymienione w art. 2 pkt 2 - w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu albo ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia ilości wytworzonego biogazu”</b>  <u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzana zmiana <i>expressis verbis</i> wskazuje, w nawiązaniu do art. 72 ust. 2 i 73 ust. 3b u.o.z.e., że przedmiotem aukcji oprócz sprzedaży określonej ilości energii elektrycznej w MWh objęta jest również ekwiwalentna ilość energii elektrycznej wynikająca z przeliczenia biogazu, również wyrażona w MWh, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62 u.o.z.e. Co więcej, wskazanie, że energia elektryczną będącą przedmiotem aukcji OZE obejmuje również ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu wprowadzonego do sieci gazowej pozwala wnioskować, że w przypadku ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych, pojęcie energii elektrycznej w stosunku do instalacji biometanowych będzie obejmowało ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu wprowadzonego do sieci gazowej.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
124.	art. 73 ust. 3b-4 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„3b. Aukcje, o których mowa w ust. 3a pkt 3, obejmują również sprzedaż biogazu, wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii oraz wprowadzanego do sieci gazowej.”  „4. Aukcje, o których mowa w ust. 3a, przeprowadza się odrębnie dla instalacji odnawialnego źródła energii:  1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW <b>albo rocznej wydajności wytwarzanego biogazu wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej nie większej niż 4,5 mln m<sup>3</sup></b>;  2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW <b>albo rocznej wydajności wytwarzanego biogazu wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej większej niż 4,5 mln m<sup>3</sup></b>.”  <u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzana poprawka umożliwi przyporządkowanie instalacji wytwarzających biogaz wprowadzany do sieci gazowej do poszczególnych koszyków aukcyjnych. Ustawodawca w aktualnym brzmieniu u.o.z.e. posługuje się parametrem</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			„rocznej wydajności wytwarzanego biogazu rolniczego”, który wykazywany jest przez wytwórców tego paliwa we wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego (zob. art. 26 ust. 1 pkt 4 lit b) u.o.z.e.). Ponadto, parametr ten wskazywany jest w art. 19 ust. 1 u.o.z.e., gdzie zdefiniowana jest mikroinstalacja biogazu rolniczego. W przypadku mikroinstalacji elektroenergetycznej moc zainstalowana elektryczna wynosi 50 kW, co proporcjonalnie odpowiada mikroinstalacji biogazu rolniczego, która może wytwarzać do 200 tys. m3 biogazu. Ponadto, ta sama proporcja odpowiada przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej (art. 38e pkt 4 lit. b) u.o.z.e.), która ma możliwość wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 MW, co proporcjonalnie odpowiada instalacji wytwarzającej biogaz o rocznej wydajności nie większej niż 40 mln m3 (argument do wskazania proporcji między mocą zainstalowaną elektryczną, a roczną wydajnością instalacji wytwarzającej biogaz przyjęte w przepisach u.o.z.e. przez ustawodawcę).	
125.	art. 73 ust. 4a ustawy OZE (propozycja dodania)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	W art. 1 po pkt 10 proponujemy dodać pkt 10a w brzmieniu: „11) w art. 73 dodaje się ust. 4a w brzmieniu: „4a. Przy określaniu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii: 1) wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy, uwzględnia się moc znamionową czynną podaną przez dostawcę lub producenta zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej - zespołu prądowłórczego, na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionową czynną tego zespołu określoną przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji lub innej krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodnie z Rozporządzeniem WE 765/2008, 2) innej niż wskazana w pkt 1, uwzględnia się moc znamionową czynną podaną przez producenta na tabliczce znamionowej generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego.” Zmiana doprecyzowuje parametry jakie uwzględnia się przy określaniu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE w przypadku poszczególnych technologii wytwarzania energii z OZE. Brzmienie zmiany zostało przygotowane w toku prac grupy roboczej składającej się z przedstawicieli reprezentujących poszczególne technologie OZE oraz zaaprobowane przez Urząd Regulacji Energetyki.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
126.	art. 1 pkt 11 (art. 74 ust. 1)	Energa S.A.	W odniesieniu do wydłużenia okresu (tj. 42 miesiące) przedstawionego w Projekcie proponujemy dodać również innego technologie, w szczególności ładowe farmy wiatrowe. <u>Uzasadnienie:</u> Obecne terminy, np. okres 30 miesięcy w odniesieniu do ładowych farm wiatrowych może okazywać się operacyjnie zbyt krótkim.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ
127.	art. 1 pkt 11 (art. 74 ust. 1)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	W zakresie art. 1 pkt. 11, w którym zmieniany jest art. 74 ustawy OZE, proponujemy zmianę art. 74 ust. 1 ustawy zmienianej w brzmieniu: „energię promieniowania słonecznego – w okresie 24 miesięcy,”	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ

			Zmiana jest konsekwencją proponowanej zmiany brzmienia art. 79 ust. 3 pkt 8 lit a ustawy zmienianej w art. 1 ustawy zmieniającej.	
128.	art. 1 pkt 11 (art. 74 ust. 1)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Doprecyzowanie przepisów ustawy o OZE odnoszących się do wieku urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE</p> <p>Dotychczasowa treść art. 74 ust. 1 ustawy o OZE może budzić wątpliwości interpretacyjne, co do tego czy za urządzenie wchodzące w skład instalacji wykorzystującej energię wiatru na lądzie służące do wytwarzania i przetwarzania energii elektrycznej należy uznać kompletne turbiny wiatrowe czy też ich komponenty, w szczególności te z nich, w których następują procesy wytwarzania i przetwarzania energii elektrycznej.</p> <p>Proponowana zmiana w art. 74 ust. 1 ustawy o OZE ma na celu wyeliminowanie wspomnianych wątpliwości, przy zachowaniu realizacji celu regulacji, to jest zapewnieniu, że zarówno urządzenia jak i wchodzące w ich skład komponenty będą nieużywane, nowo zainstalowane i nie były amortyzowane w myśl przepisów o rachunkowości przed pierwszym wytworzeniem energii.</p> <p>Jak wspomniano, obecna treść art. 74 ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE („urządzenia wchodzące w skład tych instalacji, służące do wytwarzania i przetwarzania tej energii elektrycznej, zamontowane w czasie budowy albo modernizacji, zostały wyprodukowane w okresie”) nie pozwala na jednoznaczną interpretację, przynajmniej na gruncie wykładni językowej, czy wymóg czasu produkcji należy stosować do kompletnych urządzeń czy też do ich komponentów.</p> <p>Stosowanie wspomnianego wymogu do komponentów, a nie do kompletnych urządzeń, wydaje się niedopuszczalne na gruncie wykładni systemowej gdyż prowadzi do innego traktowania pojęć „urządzenia” i „instalacji” niż w prawie energetycznym, jak i na gruncie wykładni funkcjonalnej, gdzie sensem przepisu jest stosowanie w nowych instalacjach, z których produkowana energia korzysta ze wsparcia publicznego, nowoczesnej technologii oraz fabrycznie nowych (czyli nieużywanych) urządzeń, co do których można się spodziewać wysokiej efektywności. Należy przywołać w tym kontekście art. 3 pkt 9 w związku z pkt. 7 oraz pkt. 10 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, gdzie „urządzenie” to „urządzenie techniczne stosowane w procesach energetycznych”, czyli w procesach „wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, magazynowania, dystrybucji oraz użytkowania paliw lub energii”, a „instalacja” to „urządzenia z układami połączeń między nimi”. Definicja urządzenia oraz relacja pojęć „urządzenie” i „instalacja” na gruncie prawa energetycznego wskazuje naszym zdaniem, że elementem definicyjnym urządzenia jest jego zdolność do samodzielnego (to jest poza instalacją) wykonywania funkcji w procesach energetycznych. Tym samym urządzeniem wykorzystywanym w wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacji wykorzystującej energię wiatru na lądzie będzie turbina wiatrowa, a nie jej komponenty (w szczególności takie jak generator) – mające szczególnie istotną funkcję w procesie wytwarzania energii, gdyż nie mogą one wykonywać procesu samodzielnie, ani ich połączenie nie stanowiłoby instalacji. Należy również zauważyć, że treść art. 2 pkt 11a) ustawy o OZE, gdzie „hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii” rozumiana jest jako „wyodrębniony zespół</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>

			<p>urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej”, a „urządzenia wytwórcze wchodzące w skład tego zespołu mogą być wyposażone w jeden albo w kilka układów wyprowadzenia mocy, w ramach jednego albo kilku punktów przyłączenia”, prowadzi do wniosku, że za urządzenie wytwórcze może być uznana tylko kompletna turbina wiatrowa, bo tylko ona (a nie jej komponenty) jest wyposażona w układ wyprowadzania mocy.</p> <p>Nie pojawiła się praktyka organów administracji stosujących wspomniany przepis, ani interpretacja Urzędu Regulacji Energetyki. Usunięcie wątpliwości interpretacyjnych jest w interesie branży energetyki odnawialnej, gdzie przedmiotowe zagadnienie ma istotne znaczenie dla producentów technologii i operatorów instalacji odnawialnych źródeł energii, jak i dla organów administracji publicznej, które stosują przepisy ustawy o OZE. Należy w tym kontekście podnieść, że wymóg stosowania przez dostawców technologii komponentów, które są nie tylko fabrycznie nowe i nie były poddawane amortyzacji jako środek trwałe, ale też spełniających wymóg wyprodukowania w okresie 24 miesięcy poprzedzających rozruch turbiny bądź farmy wiatrowej, jest zbyt daleko idący. Z jednej strony będzie on niemożliwy do zrealizowania z uwagi na złożony, wieloetapowy i angażujący dostawców proces produkcji i instalacji turbin, albo spowoduje kosztowne i czasochłonne zmiany w systemie produkcji w branży wiatrowej, a z drugiej strony nie jest konieczny, wystarczający ani proporcjonalny dla osiągnięcia celu ustawodawcy (to jest stosowania nieużywanych komponentów), a tym samym pozostawałby niezgodny z zasadą proporcjonalności na gruncie prawa wspólnotowego i polskiego prawa konstytucyjnego.</p> <p>Wobec powyższego zwracamy się uprzejmie o uwzględnienie naszych sugestii w procesie przygotowania zmian do ustawy o OZE. Mając na uwadze powyższe uwagi proponujemy dodanie w art. 1 Projektu, po dotychczasowym pkt. 11) punktów 11a) oraz 11b) w brzmieniu:</p> <p>11a) w art. 74 ust. 1 w ostatnim akapicie po wyrazach „a same urządzenia” dodaje się wyrazy „ani wchodzące w ich skład komponenty”.</p> <p>11b) w art. 74 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Urządzeniami wchodzącymi w skład instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 1, są kompletne urządzenia służące do wytwarzania i przetwarzania energii elektrycznej wyposażone w układ wyprowadzania mocy bądź zdolne do wyprowadzania mocy”.</p>	
129.	art. 1 pkt 11 (art. 74 ust. 1)	Polska Izba Gospodarcza „Ekorozwój”	<p>W art. 74 ust 1 – dla biogazowni należy wprowadzić termin 60 miesięcy przy urządzeniach w instalacjach o.z.e., upoważniających do sprzedaży energii na aukcjach. Uzasadnienie – biogazownie są obiektami wymagającymi pełnego cyklu projektowania i uzgodnień (ca 2 lata) oraz budowy i rozruchu (ca 1,5 roku), a więc projektowana ustawa nie zabezpiecza marginesu ryzyka). Mało przekonujący jest termin aż 72 miesięcy dla elektrowni wiatrowych na morzu.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ
130.	art. 74 ust. 6 ustawy OZE (proponycja <u>zmiany</u> )	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art.1 po pkt 11 proponujemy dodać pkt 11a) zmieniający art. 74 ust 6: Art. 74 ust. 6. W przypadku modernizacji:</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby

			<p>1) instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 20 MW, wykorzystującej hydroenergię do wytworzenia energii elektrycznej,</p> <p>2) dedykowanej instalacji spalania biomasy,</p> <p>3) dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego,</p> <p>4) układu hybrydowego</p> <p>– energia elektryczna może zostać sprzedana w drodze aukcji po spełnieniu warunków, o których mowa w ust. 1 i 2</p> <p>Art. 74 ust. 6a. W przypadku modernizacji instalacji:</p> <p>1) niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii, w wyniku której powstała dedykowana instalacja spalania biomasy,</p> <p>2) spalania wielopaliwowego, w wyniku której powstała dedykowana instalacja spalania biomasy,</p> <p>– energia elektryczna może zostać sprzedana w drodze aukcji bez spełnienia warunków, o których mowa w ust. 1 i 2.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Uważamy, że powyższe zmiany przy zaistnieniu sprzyjających warunków (odpowiednia wysokość ceny referencyjnej dla instalacji zmodernizowanych) pozwolą na rozważenie możliwości przeprowadzenia stosownych modernizacji co spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE.</p>	<p>rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
131.	Art. 74 ust. 7 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art.1 po pkt 11a) proponujemy dodać pkt 11b) zmieniający art. 74 ust 7:</p> <p>„7. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, który zamierza przystąpić do aukcji, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3, pod warunkiem że:</p> <p>1) na dzień złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji instalacja nie spełnia warunku, o którym mowa w ust. 2 pkt 1; z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,</p> <p>2) zmodernizowana instalacja będzie spełniała warunki określone w ust. 2 pkt 2; z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,</p> <p>3) do rozpoczęcia okresu, w którym instalacja spełniałaby warunek określony w ust. 2 pkt 1, pozostało mniej niż 24 miesiące; z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,</p> <p>4) modernizacja instalacji, mająca na celu spełnienie warunków określonych w ust. 2 pkt 2, będzie przeprowadzona po zamknięciu sesji aukcji;</p> <p>4a) modernizacja instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a, będzie przeprowadzona po zamknięciu sesji aukcji;</p> <p>5) wytwarzanie energii elektrycznej w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii rozpocznie się nie wcześniej niż w dniu, w którym instalacja będzie spełniać warunek określony w ust. 2 pkt 1. z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,„</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Uważamy, że powyższe zmiany przy zaistnieniu sprzyjających warunków (odpowiednia wysokość ceny referencyjnej dla instalacji</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			zmodernizowanych) pozwolą na rozważenie możliwości przeprowadzenia stosownych modernizacji co spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE.	
132.	art. 75 ust. 1 ustawy OZE (propozycja zmiany)	Izba Gospodarcza Gazownictwa	"1. Wytwórca energii z odnawialnych źródeł energii wytworzonej po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, lub w instalacji zmodernizowanej, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania <b>mocy albo biogazu</b> wyłącznie z tej instalacji do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, który zamierza przystąpić do aukcji, podlega procedurze oceny formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej w danej instalacji." <u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzenie powyższej regulacji, usunie wątpliwości w zakresie wskazywania we wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji OZE danych tożsamyh z tymi wymaganymi do uzyskania wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego, a także usunie wątpliwości interpretacyjne w zakresie kwalifikowania danej instalacji do przeprowadzanych aukcji na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającą z przeliczenia biogazu wprowadzanego do sieci gazowej.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
133.	art. 75 ust. 4 pkt 2 ustawy OZE (propozycja zmiany)	Izba Gospodarcza Gazownictwa	„2) lokalizację, moc zainstalowaną elektryczną <b>wyrażoną w MW albo roczną wydajność instalacji mierzoną w m<sup>3</sup>/rok, w której wytwarzany jest biogaz wprowadzany do sieci gazowej;</b> ” <u>Uzasadnienie:</u> jw.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
134.	art. 75 ust. 4 pkt 4 lit. e ustawy OZE (propozycja zmiany)	Izba Gospodarcza Gazownictwa	„e) substratów innych niż wymienione w art. 2 pkt 2 - w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego <b>albo ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z ilości wytworzonego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci gazowej</b> ” <u>Uzasadnienie:</u> jw.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
135.	art. 75 ust. 5 pkt 7 ustawy OZE (propozycja zmiany)	Izba Gospodarcza Gazownictwa	7) schematu instalacji odnawialnego źródła energii ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej <b>albo biogazu</b> oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy <b>albo biogazu</b> , wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci <b>dystrybucyjnej lub przesyłowej</b> , naniesionych na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów. <u>Uzasadnienie:</u> jw.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

136.	art. 1 pkt 13 lit. b (art. 77 ust. 3)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	<p>W zakresie art. 1 pkt 13 lit. b , w którym zmieniany jest art. 77 ustawy OZE, proponujemy usunąć zwrot: „dodaje się wyrazy „pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług” i jednocześnie wprowadzić następujące zmiany w ustawie o OZE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• w art. 1 dodać ust. 5 o treści: „5. Ilekroć w ustawie jest mowa o cenie zakupu energii elektrycznej, stałej cenie zakupu, cenie skorygowanej, cenie wynikającej z oferty lub cenie referencyjnej należy przez to rozumieć odpowiednią cenę niezawierającą kwoty podatku od towarów i usług”</li> <li>• w art. 79 ust. 3 pkt 3 wykreśla się słowa „pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług”</li> <li>• w art. 80 ust. 1 pkt 1 wykreśla się słowa „pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług”</li> <li>• w art. 81 ust. 2 pkt 1 lit. b wykreśla się słowa „pomniejszonej o kwotę podatku od towarów i usług”</li> <li>• w art. 82 ust. 1 pkt 1 wykreśla się słowa „pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług”</li> <li>• w art. 92 ust. 1 wykreśla się słowa „pomniejszonej o kwotę podatku od towarów i usług”</li> <li>• art. 93 ust. 1 pkt 1 wykreśla się słowa „pomniejszonej o kwotę podatku od towarów i usług”</li> <li>• art. 93 ust. 2 pkt 1 wykreśla się słowa „pomniejszonej o kwotę podatku od towarów i usług”</li> </ul> <p>Zaproponowany przepis art. 1 ust. 5 ustawy o OZE doprecyzowuje, że cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego, stała cena zakupu w systemie FIT i FIP, cena skorygowana w systemie FIT, FIP i aukcyjnym, cena wynikająca z oferty aukcyjnej oraz cena referencyjna są cenami netto. Zmianę wprowadza się, aby uniknąć pojawiających się w tym zakresie wątpliwości interpretacyjnych. W związku z wprowadzeniem tego przepisu, pozostałe zmiany usuwają zbędne w takiej sytuacji zapisy mówiące o tym, iż cena wynikająca z oferty aukcyjnej lub cena skorygowana jest ceną pomniejszoną o kwotę od towarów i usług (tj. ceną netto).</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
137.	art. 77 ust. 6 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>6. Ceny referencyjne określone dla instalacji odnawialnego źródła energii oraz dla instalacji zmodernizowanych po dniu wejścia w życie rozdziału 4, o których mowa w ust. 5 pkt <b>1,2,3,4,6,7,8,9,i 10</b> stosuje się odpowiednio do instalacji odnawialnego źródła energii, w której jest wytwarzany oraz wprowadzany do sieci gazowej biogaz, biorąc pod uwagę sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej określony w przepisach wydanych na podstawie art. 62.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzana zmiana expressis verbis wskazuje, w nawiązaniu do art. 72 ust. 2 i 73 ust. 3b u.o.z.e., że przedmiotem aukcji oprócz sprzedaży określonej ilości energii elektrycznej w MWh objęta jest również ekwiwalentna ilość energii elektrycznej wynikająca z przeliczenia biogazu, również wyrażona w MWh, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62 u.o.z.e. Co więcej, wskazanie, że energia elektryczną będącą przedmiotem aukcji OZE obejmuje również ekwiwalentną ilość</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku.



			energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu wprowadzonego do sieci gazowej pozwala wnioskować, że w przypadku ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych, pojęcie energii elektrycznej w stosunku do instalacji biometanowych będzie obejmowało ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu wprowadzonego do sieci gazowej.	
138.	art. 1 pkt 14 (art. 77a)	PSE S.A.	<p>pkt 14 otrzymuje brzmienie:</p> <p>„14) po art. 77 dodaje się art. 77a w brzmieniu:</p> <p>„Art. 77a. 1. Przed ogłoszeniem aukcji Prezes URE uzgadnia terminy ich przeprowadzenia oraz ilość i wartość oferowanej energii w danej aukcji z ministrem właściwym do spraw energii, w terminie 14 dni od dnia przekazania, <b>w postaci elektronicznej</b>, harmonogramu przeprowadzenia aukcji, zwanego dalej „harmonogramem”.</p> <p>2. W przypadku:</p> <p>1) przekazania, <b>w postaci elektronicznej</b>, przez ministra właściwego do spraw energii uwag do harmonogramu, Prezes URE przeprowadza aukcje w terminie w nich określonym;</p> <p>2) niezgłoszenia uwag do harmonogramu w terminie określonym w ust. 1, terminy przeprowadzenia aukcji określone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uznaje się za uzgodnione.”;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> W przepisie nie wskazano formy przekazania przez Ministra do spraw energii do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uwag do harmonogramu aukcji zaproponowanego przez Prezesa URE.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
139.	art. 78 ust. 3-4 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„3. W aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacjach eksploatowanych przez wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1, mogą wziąć udział wytwórcy, którzy uzyskali potwierdzenie złożenia deklaracji, o którym mowa w art. 71 ust. 4, oraz posiadający ustanowioną gwarancję bankową lub kaucję wniesioną na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE, przy czym wartość zabezpieczenia wynosi 30 złotych za każdy 1 kW mocy zainstalowanej elektrycznej danej instalacji odnawialnego źródła energii, <b>a w przypadku o którym mowa w art. 73 ust. 3b oraz 4 wynosi 30 złotych za każde 4500 m<sup>3</sup> rocznej wydajność tej instalacji.</b>”</p> <p>„4. W aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3, mogą wziąć udział wytwórcy, którzy posiadają zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1, oraz posiadający ustanowioną gwarancję bankową lub kaucję wniesioną na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE, przy czym wartość zabezpieczenia wynosi 60 złotych za każdy 1 kW mocy zainstalowanej elektrycznej danej instalacji odnawialnego źródła energii, <b>a w przypadku o którym mowa w art. 73 ust. 3b oraz 4 wynosi 60 złotych za każde 4500 m<sup>3</sup> rocznej wydajność tej instalacji.</b>”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzona regulacja umożliwi spójność systemową w zakresie przeprowadzania aukcji dla ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej przeliczanej z biogazu wprowadzonego do sieci gazowej. Proponuje się, aby takie instalacje również</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			musiały wnieść odpowiednie zabezpieczenie na poczet uczestnictwa w aukcji OZE na poziomie kosztowym odpowiadającym elektroenergetycznym biogazowniom, zgodnie z proponowanymi rozwiązaniami. W tym zakresie porównaj również uzasadnienie do art. 73 ust. 3b w zw. z ust. 4	
140.	art. 1 pkt 15 (art. 79)	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art. 1 pkt 15 dokonać zmian art. 79:</p> <p>a) w ust. 3:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– w pkt 4a po wyrazie „wskazanie” dodaje się wyrazy „planowanej daty rozpoczęcia”,</li> <li>– w pkt 6 wyrazy „zobowiązuje się” zastępuje się wyrazem „planuje”,</li> <li>– w pkt 8 w lit. a wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastępuje się wyrazami „w terminie 42 miesięcy”,</li> </ul> <p>b) dodaje się ust. 9 – 11 w brzmieniu:</p> <p>„9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie:</p> <p>1) okresu, o którym mowa w ust. 3 pkt 4a, z zastrzeżeniem ust. 3 pkt 8 i art. 92 ust. 6, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 6, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 3, określona w ofercie, nie może ulec zmianie;</p> <p>2) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc takiej instalacji nie zmienia pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 73 ust. 4.</p> <p>10. W celu aktualizacji oferty wytwórca przekazuje Prezesowi URE, właściwemu sprzedawcy zobowiązanemu i operatorowi rozliczeń energii odnawialnej oświadczenie zawierające informację, o której mowa w ust. 9, najpóźniej w terminie 14 dni przed dniem pierwszej sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z art. 92 ust. 1 lub w terminie 14 dni przed dniem złożeniem pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.</p> <p>11. W przypadku gdy:</p> <p>1) wytwórca nie dokonał aktualizacji oferty, zgodnie z ust. 9 i 10, lub</p> <p>2) ze złożonego oświadczenia wynika, że aktualizacja oferty wpłynęłaby na łączną ilość energii elektrycznej, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, zaoferowaną do sprzedaży w ofercie, która wygrała aukcję – oferta nie podlega aktualizacji.”;</p> <p>12. Prezes URE przekazuje właściwemu sprzedawcy zobowiązanemu i operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, informację o dokonanych skutecznie aktualizacjach ofert.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Proponowane zmiany zakładają, że za weryfikację prawidłowości dokonanej aktualizacji oferty odpowiada Prezes URE, Sprzedawca zobowiązany i OREO S.A. nie powinni decydować o wystąpieniu wskazanych w ust.11 przesłanek dla braku aktualizacji oferty.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
141.	art. 79 ust. 3 pkt 2 i 9 lit. e ustawy OZE (proponycja <u>zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„2) rodzaj i moc zainstalowaną elektryczną <b>wyrażoną w MW albo roczną wydajność instalacji mierzoną w m<sup>3</sup>/rok instalacji odnawialnego źródła energii, w której odpowiednio będzie wytwarzana energia elektryczna albo biogaz przez uczestnika aukcji;</b>”</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego,</p>

			<p>„e) substratów innych niż wymienione w art. 2 pkt 2 - w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego <b>albo ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z ilości wytworzonego biogazu</b>”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> W formularzu oferty dany wytwórca wskazuje jakiego rodzaju instalację zgłasza do aukcji OZE, przy czym w przypadku instalacji wytwarzającej biogaz rolniczy wprowadzany do gazowej sieci dystrybucyjnej powinno wskazywać się jej roczną wydajność, zgodnie z danymi deklarowanymi we wpisie do rejestru wytwórców biogazu rolniczego. W tym zakresie porównaj również uzasadnienie do art. 73 ust. 3b w zw. z ust. 4 oraz art. 75 ust. 4 pkt 2 u.o.z.e.</p>	który może wydłużyć czas procedowania projektu.
142.	art. 1 pkt 15 (art. 79 ust. 3 pkt 8)	Energa S.A.	<p>Uwaga jak w odniesieniu do art. 1 pkt 11 projektu</p> <p>W odniesieniu do wydłużenia okresu (tj. 42 miesiące) przedstawionego w Projekcie proponujemy dodać również innego technologie, w szczególności lądowe farmy wiatrowe.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Obecne terminy, np. okres 30 miesięcy w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych może okazywać się operacyjnie zbyt krótkim.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
143.	art. 1 pkt 15 (art. 79 ust. 9-11)	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Wątpliwości interpretacyjne w zakresie potencjalnej retroaktywności</p> <p>Odwołując się do proponowanej treści art. 1 pkt 15 Projektu, dotyczącej dodawanych ust. 9-11 w art. 79 w zakresie umożliwienia aktualizacji oferty aukcyjnej postulujemy jednoznaczne określenie w przepisach intertemporalnych Projektu, że objęte przedmiotowym mechanizmem zostaną także podmioty, które przed wejściem w życie projektowanej ustawy spełniły chociaż jedną z przesłanek przesądzających o wejściu do systemu aukcyjnego, wymienionych w proponowanym ust. 10 art. 79 Ustawy OZE. Jednocześnie postulujemy, by w sposób analogiczny przedmiotowym mechanizmem zostały objęte także deklaracje składane w ramach systemów feed-in-tariff (FIT) oraz feed-in-premium (FIP).</p> <p>Mając na uwadze zmianę proponowaną w pkt 16 lit b Projektu, w zakresie art. 81 ust. 9 Ustawy OZE koniecznym jest jednoznaczne określenie w przepisach intertemporalnych, że mechanizm ten ma zastosowanie także do wytwórców, których oferty wygrały aukcje przeprowadzone przed wejściem w życie projektowanej ustawy. W obliczu licznie zgłaszanych wątpliwości interpretacyjnych, w zakresie art. 1 pkt 18 Projektu dotyczącego zmiany art. 93 ust. 12 Ustawy OZE postulujemy jednoznaczne wskazanie, że przedmiotową zmianą nie zostaną objęci wytwórcy, których oferty wygrały aukcje przeprowadzone przed wejściem w życie Projektu.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
144.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret pierwsze (art. 79 ust. 3 pkt 4a)	Zarządca Rozliczeń S.A.	Zmiana art. 79 ust. 3 pkt 4a ustawy OZE polegająca na dodaniu słów „planowanej daty rozpoczęcia” powoduje, że brak jest wskazania jaki okres obejmuje oferta. Dlatego proponujemy na końcu tego ustępu dodać wyrazy „oraz wskazanie okresu tego wsparcia”.	<b>Uwaga przyjęta</b>

145.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret pierwsze (art. 79 ust. 3 pkt 4a)	PGE S.A.	„(...) wskazanie okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania aukcji, będzie korzystać z aukcyjnego systemu wsparcia, oraz planowanej daty rozpoczęcia tego okresu” <u>Uzasadnienie:</u> Proponowane rozwiązanie, iż wytwórca w ofercie aukcyjnej miałby deklarować jedynie datę planowaną rozpoczęcia okresu wsparcia, wydaje się właściwe. Jednakże z dotychczasowego brzmienia art. 79 ust. 3 pkt 4a uOZE wywodzono, że daje on prawo wytwórcy do zadeklarowania okresu wsparcia krótszego niż limity wynikające z art. 77 ust. 1 uOZE lub przepisów wydanych na podstawie art. 77 ust. 2 uOZE. Uważamy, że właściwe byłoby pozostawienie wytwórcy takiej możliwości.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo.</b> Uwaga nr 145
146.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret drugie (art. 79 ust. 3 pkt 6)	Zarządca Rozliczeń S.A.	Proponujemy także nie dokonywać zmiany art. 79 ust. 3 pkt 6 ustawy OZE w zakresie zamiany słów „zobowiązuje się” na „planuje”. Zobowiązanie do wytworzenia określonej ilości energii w ramach systemu aukcyjnego jest weryfikowane w okresach 3 – letnich. Pozwala odpowiednio planować i kontrolować przepływy finansowe w ramach systemu wsparcia. Oferta aukcyjna jest zobowiązaniem dwustronnym dla wytwórcy, daje gwarancje odpowiednich przychodów, a dla Państwa gwarancję odpowiedniego dostarczenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do sieci. Zmiana zobowiązania na plan powoduje zamieszanie interpretacyjne co do obowiązków i praw wytwórców i sprzedawców oraz co do potrzeby zmiany w art. 79 w zakresie dodania ust. 9-11 odnośnie aktualizacji oferty. Jeżeli ilość jest planowana i nie powoduje to dodatkowych obowiązków z tego wynikających to nie ma potrzeby aktualizacji planu.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
147.	art. 1 pkt 15 lit a tiret trzecie (art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret trzecie)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a otrzymuje brzmienie: „8) zobowiązanie się uczestnika aukcji do: a) sprzedaży po raz pierwszy, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub zostanie zmodernizowana po dniu przeprowadzenia aukcji, o której mowa w art. 73 ust. 2, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej: – wyłącznie energię promieniowania słonecznego - w terminie 21 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, – wyłącznie energię wiatru na lądzie - w terminie 30 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, – wyłącznie energię wiatru na morzu - w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji.”	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ
148.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret trzecie (art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a)	Zarządca Rozliczeń S.A.	Ponadto ostatniemu tiret proponujemy nadać brzmienie: „- w pkt 8 lit a po wyrazach „sprzedaży po raz pierwszy” dodać wyrazy „w ramach systemu aukcyjnego”, a wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastąpić wyrazami „w terminie 42 miesięcy””. Jest to zgodne z brzmieniem lit b w tym art. i doprecyzowuje brzmienie tego przepisu.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ
149.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret	Konfederacja Lewiatan Rada OZE,	W zakresie art. 1 pkt 15 , w którym zmieniany jest art. 79 ustawy OZE, proponujemy, aby pkt 8 litera a otrzymał brzmienie:	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

	trzecie (art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	<p>„a) sprzedaży po raz pierwszy, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub zostanie zmodernizowana po dniu przeprowadzenia aukcji, o której mowa w art. 73 ust. 2, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– wyłącznie energię promieniowania słonecznego – w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji,</li> <li>– wyłącznie energię wiatru na lądzie – w terminie 36 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji,</li> <li>– wyłącznie energię wiatru na morzu – w terminie 78 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji”.</li> </ul> <p>Zmiana w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ma na celu korektę terminu wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach aukcyjnego systemu wsparcia, z uwzględnieniem okresu niezbędnego na budowę i uruchomienie instalacji odnawialnych źródeł energii oraz infrastruktury elektroenergetycznej z jednoczesnym zabezpieczeniem okresu na przeprowadzenie niezbędnych działań w zakresie wprowadzenia po raz pierwszy energii do sieci w ramach rozruchu i synchronizacji instalacji z systemem elektroenergetycznych. Po tym okresie możliwe jest wystąpienie w wnioskiem o uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Korekta dotyczy uwzględnienia okresu niezbędnego na uzyskanie wszystkich zgód, pozwoleń i koncesji (lub wpisów do rejestrów wytwórców).</p> <p>Z punktu widzenia nowego brzmienia Ustawy istotna będzie data pierwszej sprzedaży wytworzonej energii w ramach aukcyjnego systemu wsparcia, nie zaś data jakiegokolwiek sprzedaży, a tym bardziej nie data pierwszego wytworzenia energii w ogóle (vide: obecne brzmienie art. 83 ust. 1 pkt 2).</p> <p>Ze względu na nie do końca przewidywalne ramy czasowe realizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym procedur uzyskiwania wewnętrznych zgód inwestycyjnych, procedur uzyskiwania finansowania na budowę instalacji, niezbędnych uzgodnień budowlano-administracyjnych oraz administracyjno-regulacyjnych, w tym koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej bez której wejście do systemu wsparcia OZE nie jest możliwe. Poprawka ogranicza niepotrzebne ryzyko dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia i możliwości pozyskania finansowania na ich budowę.</p> <p>Ewentualne odroczenie w czasie przyjęcia poprawki w w/w brzmieniu spowoduje brak finansowania budowy i w związku z tym brak możliwości wejścia do systemu wsparcia większości wytwórców, którzy wygrali już pierwsze tzw. „aukcje testowe”. Dodatkowo, kwestia ta może również stanowić wyzwanie dla wytwórców, którzy wygrają aukcje w 2018 roku i w związku z tym jest poważnym zagrożeniem dla wykonania celu OZE dla Polski do roku 2020.</p> <p>Analogiczną zmianę wprowadzono w przypadku Systemu Taryf FIP/FIT – poprawka D.2</p>	Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ
--	---	---	---	--

150.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret trzecie (art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a)	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Hydroenergia – termin sprzedaży energii po raz pierwszy</p> <p>Postulujemy rozszerzenie zakresu zmiany proponowanej w pkt 15 Projektu, w zakresie zmiany w ust. 3 pkt 8 lit. a Ustawy OZE, dotyczącej terminów, w ramach których uczestnik aukcji zobowiązuje się do sprzedaży energii po raz pierwszy poprzez wprowadzenie następującej modyfikacji dotyczącej przedłużenia terminu na sprzedaż energii po raz pierwszy dla instalacji wykorzystujących hydroenergię:</p> <p>„15) w art. 79:</p> <p>a) w ust. 3:</p> <p>(...)</p> <p>- w pkt 8 w lit. a wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastępuje się wyrazami „w terminie 42 miesięcy”,</p> <p>- po trzecim myślniku dodaje się kolejny o treści:</p> <p>„- wyłącznie hydroenergię - w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji.”.</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>
151.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret trzecie (art. 79 ust. 3 pkt 8 lit a tiret pierwsze)	Krajowa Rada Izb Rolniczych	<p>Ponadto proponowana nowelizacji nie przewiduje zmiany art. 79 ust. 3 pkt 8 podpunkt a ustawy o odnawialnych źródłach energii, który nakłada na wytwórcę energii z instalacji OZE wykorzystującą energię promieniowania słonecznego terminu 18-tu miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji na sprzedaż energii po raz pierwszy. Jest to okres zbyt krótki, ponieważ obecnie realizacja umów przyłączeniowych przez operatorów systemów dystrybucyjnych trwa ok. 14-miesiący. W konsekwencji zdecydowana większość projektów fotowoltaicznych jest przyłączana w ostatniej części dopuszczalnego terminu. Taki termin stwarza ryzyko niewywiązania się wytwórców z obowiązku aukcyjnego, dlatego należy go odpowiednio wydłużyć.</p>	
152.	art. 1 pkt 15 lit. a tiret trzecie (art. 79 ust. 3 pkt 8 lit a tiret pierwsze)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>(W nawiązaniu do uwagi ogólnej) zmianę brzmienia art. 79 ust. 3 pkt 8) lit. a ustawy o OZE:</p> <p>8) zobowiązanie się uczestnika aukcji do:</p> <p>a) sprzedaży po raz pierwszy, w terminie 36 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub zostanie zmodernizowana po dniu przeprowadzenia aukcji, o której mowa w art. 73 ust. 2, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- wyłącznie energię promieniowania słonecznego - w terminie 18 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji,</li> <li>- wyłącznie energię wiatru na lądzie - w terminie 30 36 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji,</li> <li>- wyłącznie energię wiatru na morzu - w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji,</li> </ul>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>
153.	art. 79 ust. 3 pkt 8 lit a tiret czwarte ustawy OZE (propozycja dodania)	PGE S.A.	<p>„w pkt 8 w lit. a wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastępuje się wyrazami „w terminie 42 miesięcy”, a ponadto po trzecim tiret dodaje się kolejny o treści:</p> <p>- wyłącznie hydroenergię - w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji”</p> <p>Okres realizacji inwestycji w zakresie hydroenergetyki jest istotnie dłuższy niż w przypadku innych technologii OZE.</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>

154.	art. 79 ust. 3 pkt 8 lit c ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	<p>W art. 79 ust. 3 pkt 8 dodaje się lit. c, w następującym brzmieniu:</p> <p>c) Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, może złożyć w trakcie realizacji inwestycji zobowiązanie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy zmieniającej. Do tych wytwórców, stosuje się przepisy art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy zmieniającej.</p> <p>Uzasadnienie: Zmiana ma na celu wydłużenie maksymalnego terminu w odniesieniu do sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w celu ograniczenia ryzyka wytwórców związanego z realnym niedotrzymaniem ustawowych terminów. Poprawka ma na celu korektę terminu niezbędnego na budowę i uruchomienie instalacji odnawialnych źródeł energii oraz infrastruktury elektroenergetycznej w celu przyłączenia instalacji do sieci po wygraniu aukcji, z jednoczesnym zabezpieczeniem okresu na przeprowadzenie niezbędnych działań w zakresie wprowadzenia po raz pierwszy energii do sieci w ramach rozruchu i synchronizacji instalacji z systemem elektroenergetycznych. Po tym okresie możliwe jest wystąpienie w wnioskiem o uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i trzymiesięczna korekta w przypadku fotowoltaika dotyczy uwzględnienia okresu niezbędnego na uzyskanie koncesji i rozpoczęcia sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej po wygranej aukcji.</p> <p>Wprowadzenie art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. c. umożliwia wytwórcom którzy wygrali aukcję przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożenia zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej po wygranej aukcji, z wydłużonym okresem na budowę i uruchomienie instalacji odnawialnych źródeł energii. Przepisy te są fakultatywne dla wytwórców energii, którzy wygrali aukcje przed dniem wejścia w życie ustawy.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ
155.	art. 1 pkt 15 lit. b (art. 79 ust. 10)	Zarządca Rozliczeń S.A.	<p>Proponujemy w dodawanym ust. 10 w art. 79 ustawy OZE po wyrazach „energii elektrycznej” dodać wyrazy „w systemie aukcyjnym” i skreślić pozostałą część. Uzasadnione jest to koniecznością zapewnienia Spółce wystarczającego czasu na uwzględnienie zmian. Stosowana jest praktyka występowania z pierwszymi wnioskami o pokrycie ujemnego salda nawet kilka miesięcy po rozpoczęciu sprzedaży. Ponadto spowoduje to uproszczenie przepisu.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
156.	art. 1 pkt 15 lit. b (art. 79 ust. 9-11)	Związek Banków Polskich	<p>W projekcie nowelizacji zaproponowano możliwość jednokrotnej aktualizacji harmonogramu energii w ramach sprzedaży systemu aukcyjnego, ale pominięto uzgodnione z URE przepisy epizodyczne, które rozciągały tę możliwość na uczestników aukcji z grudnia 2016, czerwca 2017 i listopada 2018.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
157.	art. 1 pkt 16 lit. b (art. 81)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 1 pkt 16, w którym zmieniany jest art. 81 ustawy OZE - analogiczną zmianę wprowadzono w przypadku Systemu Taryf FIP/FIT – poprawka D.3.</p>	<b>Uwaga do wyjaśnienia</b>
158.	art. 1 pkt 16 lit. b (art. 81 ust. 9)	Zarządca Rozliczeń S.A.	<p>Odniesienie w tym przepisie do terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej określonego w art. 79 ust 3 pkt 8 ustawy OZE jest niekonsekwentne, ponieważ w tym ust. jest mowa o terminie na pierwszą sprzedaż energii w ramach oferty aukcyjnej.</p>	<b>Uwaga do wyjaśnienia</b>
159.	art. 1 pkt 16 lit. b	PSE S.A.	<p>pkt 16 lit. b) otrzymuje brzmienie: „b) ust. 9 i 10 otrzymują brzmienie:</p>	<b>Uwaga do wyjaśnienia</b>

	(art. 81 ust. 9-10)		<p>„9. W przypadku wytwórców, o których mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, w zawartych przez nich umowach o przyłączenie, należy zmienić termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, na wskazany przez wytwórcę, nie przypadający później niż 3 miesiące przed terminem na sprzedaż po raz pierwszy energii elektrycznej, określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8.”;</p> <p>10. Umowy o przyłączenie zawarte przez wytwórców, o których mowa w ust. 9, wymagają dostosowania w terminie 30 dni od dnia poinformowania właściwego przedsiębiorstwa energetycznego przez wytwórcę o wygraniu aukcji.”;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> 1) Odesłanie do art. 7 ust. 2a pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, oraz do art. 192 ust. 1 ustawy o OZE jest zbędne, gdyż:</p> <p>a) mowa jest o terminie na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej określonym w umowie o przyłączenie, niezależnie, na jakiej podstawie został określony;</p> <p>b) termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej nie został określony w art. 192 ust. 1 ustawy o OZE, gdzie mowa jest o zasadach zmiany harmonogramu przyłączenia, a w art. 191 ust. 2 ustawy o OZE;</p> <p>2) Art. 79 ust. 3 pkt 8 nie określa terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej, lecz termin sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej.</p> <p>3) Określenie terminu na dostarczenie energii po raz pierwszy do sieci po upływie terminu na sprzedaż po raz pierwszy nie pozwoli na dochowanie terminu na pierwszą sprzedaż gdyż:</p> <p>a) sprzedaż po raz pierwszy energii elektrycznej wymaga uzyskania koncesji, która z kolei jest wydawana przez Prezesa URE dopiero po oddaniu inwestycji do eksploatacji i po jej przyłączeniu do sieci, tj. po dostarczeniu po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej (patrz: art. 33 ust. 1 pkt 3) ustawy Prawo energetyczne, Informacja Prezesa URE nr 72/2018 z dnia 17 września 2018 r. w sprawie sposobu obliczania niektórych terminów zawartych w ustawie o odnawialnych źródłach energii, Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji energii elektrycznej – opublikowany przez Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE w maju 2017 r.</p> <p>b) za niedopuszczalne należy uznać przyjęcie, iż jest to termin zastrzeżony na rzecz inwestora, pozwalający na wcześniejsze dostarczenie energii po raz pierwszy do sieci, tj. przed terminem umownym, tak aby dochować terminu na pierwszą sprzedaż, gdyż dostarczenie po raz pierwszy energii do sieci jest ściśle związane z koniecznością wykonania prac inwestycyjnych zarówno po stronie operatora, jak i inwestora.</p> <p>4) propozycja przewiduje, że okres 3 miesięcy od dostarczenia energii po raz pierwszy będzie wystarczający do uzyskania koncesji, która zgodnie z przepisami KPA jest wydawana w terminie miesiąca, a w przypadkach szczególnie skomplikowanych w terminie 2 miesięcy od dnia złożenia wniosku, i rozpoczęcia sprzedaży.</p>	
160.	art. 81 ust. 4b ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	<p>W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, kara pieniężna, o której mowa w art. 168 pkt. 15 nie będzie wymierzana.</p> <p>Uzasadnienie: W przypadku braku spełnienia zobowiązania do sprzedaży energii w terminach wskazanych w art. 79 ust. 3 pkt 8 jedyną sankcją dla inwestorów powinna</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>



			być utrata kaucji oraz zakaz uczestnictwa tego projektu w aukcjach przez okres 3 lat, natomiast istnieją interpretacje mówiące, że Prezes URE ma także prawo wymierzyć takim podmiotom kary za brak deklarowanej produkcji. W takim wypadku doprowadziłoby to do konieczności ogłoszenia upadłości przez takich wytwórców i ta poprawka ma na celu uniknięcie jakichkolwiek wątpliwości interpretacyjnych i potencjalnych sporów prawnych.	
161.	art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	"2) informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej lub operatora sieci dystrybucyjnej i jej sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego -w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy w ramach wygranej oferty aukcyjnej;" <u>Uzasadnienie:</u> Koniecznym jest usunięcie przymiotnika „elektroenergetycznej”, gdyż skoro projektodawca umożliwił zgłaszanie do aukcji również ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej przeliczonej z biogazu wprowadzonego do sieci gazowej – informacje te powinny być również udostępniane Prezesowi URE przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, co pozwoli uzyskać informacje na temat zasadności przyznanego wsparcia w systemie aukcyjnym. Nadanie proponowanego brzmienie przepisów zobliguje wytwórców wytwarzających biogaz na potrzeby systemu aukcji OZE oraz poszczególnych operatorów systemów gazowych do przekazywania odpowiednich informacji Prezesowi URE przesądających o terminie uruchomienia instalacji OZE. Zgodnie z art. 77 ust. 1 u.o.z.e. okres wsparcia nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy energii, w tym również biogazu wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej przeliczanego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej zgłaszanej w ramach systemu aukcyjnego.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
162.	art. 83 ust. 1 pkt 4 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	TAURON Polska Energia S.A.	W art. 1 po pkt 16 dodać pkt 16 zmieniający art. 83: Art. 83 ust. 1 pkt 4 W przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, oświadczenie następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii została zakończona oraz spełnia wymagania, o których mowa w art. 74 ust. 2 z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a, ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań. <u>Uzasadnienie:</u> Uważamy, że powyższe zmiany przy zaistnieniu sprzyjających warunków (odpowiednia wysokość ceny referencyjnej dla instalacji zmodernizowanych) pozwolą na rozważenie możliwości przeprowadzenia stosownych modernizacji co spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
163.	art. 83 ust. 2 ustawy OZE	Zarządca Rozliczeń S.A.	Proponujemy dodać w art. 1 pkt 16a dotyczący art. 83 ust. 2 ustawy OZE.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

	(propozycja zmiany)		<p>Proponujemy dodać na końcu ustępu 2 wyrazy „w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust1 pkt 4 oraz ust 2 pkt 3”.</p> <p>Jest to doprecyzowanie w zakresie podstawy do rozliczenia obowiązku. To w sprawozdaniach miesięcznych wytwórca deklaruje ilość sprzedawaną w ramach systemu aukcyjnego i to ta wartość stanowi podstawę do rozliczenia. Z punktu widzenia rozliczenia systemu aukcyjnego ważna jest sprzedaż energii elektrycznej, a nie sam fakt jej wytworzenia.</p>	
164.	art. 83 ust. 3b pkt 1-3 ustawy OZE (propozycja zmiany)	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„1) obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;  2) <b>konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej;</b>  3) <b>wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym bądź gazowym”</b>  <b>Uzasadnienie:</b> Nadzwyczajne sytuacje, które wpływają na brak konieczności realizacji stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej powinna również odnosić się do sytuacji zależnych od funkcjonowania systemu gazowego w przypadku zgłoszenia do aukcji OZE ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej przeliczanej z biogazu rolniczego wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
165.	art. 83 ust. 3b pkt 8-11 ustawy OZE (propozycja dodania)	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art. 1 po pkt 16a) dodać pkt 16b) zmieniający art. 83:  1. Zmiana w Art. 83 ust. 3b, dodanie pkt 8) i 9), 10), 11)  8) wzrostu miesięcznej ceny zakupu biomasy przez okres trzech kolejnych następujących po sobie miesięcy kalendarzowych o 30% w porównaniu do średniorocznej ceny biomasy za rok kalendarzowy poprzedzający rok wygrania aukcji OZE,  8a) – jeżeli po okresie o którym mowa w pkt 8) przez okres 6 kolejnych następujących po sobie miesięcy kalendarzowych wytwórca energii elektrycznej wykaże comiesięczne oferty zakupu biomasy przekraczające o 30% cenę o której mowa w pkt 8a), w terminie 30 dni od końca szóstego miesiąca przekazuje do Prezesa URE rezygnację z realizacji zobowiązań wynikających z wygranej aukcji, z przyczyny o której mowa w pkt 8) oraz przekazując do Prezesa URE informację o pozostałej do sprzedaży ilości energii elektrycznej z OZE wynikającą ze złożonej przez wytwórcę oferty, która wygrała aukcję OZE.  8b) – średnioroczna cena biomasy za rok kalendarzowy poprzedzający rok wygrania aukcji o której mowa w pkt 8) obliczana jest jako średnioważona cena biomasy z poszczególnych miesięcy kalendarzowych.  8c) – miesięczna cena biomasy obliczana jest jako średnioważona cena poszczególnych dostaw biomasy  9) – braku wymaganego wolumenu biomasy przez okres trzech kolejnych następujących po sobie miesięcy kalendarzowych, zapewniającego 90% wymaganego miesięcznego zapotrzebowanie na biomasę w celu wytworzenia i sprzedania energii elektrycznej z OZE zadeklarowanej w ofercie.  9a) - jeżeli po okresie o którym mowa w pkt 9) przez okres 6 kolejnych następujących po sobie wytwórca energii elektrycznej wykaże comiesięczne oferty zakupu biomasy niepokrywające 90% zapotrzebowania na biomasę o którym mowa w pkt 9), w</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b>  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>terminie 30 dni od końca szóstego miesiąca przekazuje do Prezesa URE rezygnację z realizacji zobowiązań wynikających z wygranej aukcji, z przyczyny o której mowa w pkt 9) oraz przekazując do Prezesa URE informację o pozostałej do sprzedaży ilości energii elektrycznej z OZE wynikającą ze złożonej przez wytwórcę oferty, która wygrała aukcje OZE.</p> <p>10) – Prezes URE w terminie 7 dni od otrzymania od wytwórcy energii elektrycznej rezygnacji o której mowa w pkt 8c i 9a) przesyła do wytwórcy energii elektrycznej potwierdzenie rezygnacji z aukcji oraz w terminie 30 dni od otrzymania rezygnacji przeprowadza aukcje interwencyjną na zakup ilości energii elektrycznej, o której mowa w pkt 8c) z gwarancją pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 80 ust. 4.</p> <p>11) – w aukcji o której mowa w pkt 10) mogą wziąć również udział wytwórcy, którzy z przyczyn wykazanych w pkt 8 i 9) otrzymali od Prezesa URE potwierdzenie rezygnacji z aukcji.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzenie powyższej propozycji pozwoli właścicielom instalacji OZE (głównie biomasowych) na uniknięcie w okresie długofalowym znaczących strat finansowych spowodowanych drastycznym wzrostem ceny biomasy. Znaczący wzrost cen biomasy może spowodować nieopłacalność pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy, w których wyłącznym paliwem jest biomasa i wstrzymanie pracy tych jednostek. Brak możliwości w systemie aukcyjnym zmiany zadeklarowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej przy nieprzewidywalnym oddziaływaniu rynku biomasy, nie może powodować nakładania na Spółki drastycznych kar za działania, które mają na celu obronę finansów Spółki. Dodatkowo ze względów niezależnych od wytwórców energii elektrycznej w okresie długofalowym może wystąpić brak dostępności biomasy na rynku, co spowoduje wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy i w efekcie nałożenie na Spółkę drastycznych kar finansowych. Podkreślić należy, iż dedykowane instalacje spalania biomasy zostały wybudowane w celu zapewnienia wytwarzania energii elektrycznej w sposób stabilny dla KSE, co ma istotne znaczenie dla dotrzymania krajowego celu udziału OZE w finalnym zużyciu energii. Brak wprowadzenia proponowanych zmian nie wyeliminuje ryzyk wynikających z obecnych zapisów ustawy OZE w zakresie uczestnictwa w systemie aukcyjnym OZE dla dedykowanych instalacji spalania biomasy, które spowodowały brak rozstrzygnięcia aukcji OZE dla tych instalacji w 2018 r. ze względu na brak złożenia ilości wymaganych ofert.</p>	
166.	art. 83 ust. 4a ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„4a. Na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytwórcy, który wygrał aukcję w zakresie ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia ilości wytworzonego biogazu, o którym mowa w art. 72, przyjmuje się:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) parametry jakościowe biogazu wprowadzonego do sieci gazowej,</li> <li>2) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu,</li> <li>3) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych,</li> </ol>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>4) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii na potrzeby wypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 - określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Dodanie powyższego przepisu ustali zasady na podstawie, których zarówno Prezes URE jak i Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej będą sprawdzać zasadność obliczenia ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej określonej w MWh zgłoszonej do aukcji w ramach realizacji obowiązków wynikających z aukcji OZE.</p>	
167.	art. 92 ust. 1 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„1. Sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu <b>wyłącznie</b> energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, od wytwórcy tej energii, który wygrał aukcję rozstrzygniętą nie później niż w terminie do dnia 30 czerwca 2021 r., po cenie skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 albo 7, pomniejszonej o kwotę podatku od towarów i usług, oraz wyłącznie w ilości nie większej niż określona przez danego wytwórcę w złożonej przez niego ofercie, o której mowa w art. 79, dla okresów, o których mowa w art. 83 ust. 2, oraz po cenie skorygowanej, o której mowa w art. 39a ust. 5 albo 7.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wskazanie, iż sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu wyłącznie energii elektrycznej uniemożliwia interpretację wskazującą, aby sprzedawca zobowiązany w jakikolwiek sposób zobowiązany do rozliczania ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej przeliczanej z biogazu rolniczego wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej. Tym samym jeżeli wytwórca zgłosi się do aukcji OZE z instalacją wytwarzającą biogaz rolniczy wprowadzany do gazowej sieci dystrybucyjnej w każdym przypadku będzie on musiał sprzedać to paliwa na rynku, a w następnie rozliczyć mechanizm ujemnego salda w stosunku do ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wyrażonej w MWh, przeliczanej z tego biogazu wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej. Sprawdzenie poprawności składanych danych będzie kontrolowane przez OREO na podstawie proponowanych nowych przepisów art. 83 ust. 4a oraz 92 ust. 11b umożliwiających komunikację OREO z OSD gazowym, a także odpowiednich przepisów wykonawczych wydawanych na podstawie art. 62 u.o.z.e.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
168.	art. 92 ust. 6 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Ujednoczenie przepisów regulujących okres wsparcia</p> <p>W decyzji z 13 grudnia 2017 r. (SA.43679) Komisja Europejska uznała 15-letni okres wsparcia w ramach systemu aukcyjnego za proporcjonalny, uwzględniając udzielania uprawnień w ramach aukcji organizowanych do 30 czerwca 2021 r. i przewidując, że wsparcie będzie udzielane, w przybliżeniu, na przestrzeni lat 2017-2040. Komisja uznała też za zasadne proponowane przez ustawodawcę okresy przewidziane na realizację inwestycji w instalacje OZE po dniu rozstrzygnięcia aukcji (24 miesiące dla instalacji fotowoltaicznych, 72 miesiące dla instalacji morskich farm wiatrowych, 48 miesięcy dla pozostałych technologii). Kwestie te zostały poruszone w szczególności w motywach 54, 55, 92-95 oraz 248-250 powołanej decyzji Komisji.</p> <p>Art. 92 ust. 6 ustawy o OZE przewiduje dalej idące ograniczenia w możliwości korzystania ze wsparcia udzielanego w ramach aukcji dla instalacji OZE. Z uwagi na organizację pierwszej znaczącej aukcji dla wiatru w roku 2018 i spodziewanej kolejnej</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>aukcji w roku 2019 i w latach 2020–2021 instalacje OZE, które uczestniczyły w aukcji w 2018 roku i będą uczestniczyły w latach kolejnych nie będą mogły korzystać ze wsparcia w pełnym 15-letnim okresie, jaki przysługiwałby im z uwzględnieniem postanowień decyzji Komisji Europejskiej oraz terminów na realizację inwestycji. Zróżnicowałoby to w sposób nieuzasadniony warunki konkurencji pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w poszczególnych aukcjach. Z tego względu zasadne jest ujednoczenie przepisów regulujących maksymalny okres, w którym można uzyskiwać wsparcie przyznawane w ramach systemu aukcyjnego. W szczególności, w związku ze zmianą proponowaną w art. 1 pkt 15 lit. a) Projektu (wydłużenie podstawowego okresu realizacji inwestycji do 42 miesięcy), oraz końcowym terminem rozstrzygnięcia aukcji przypadającym na 30 czerwca 2021 r., okres, w którym może być udzielone wsparcie powinien być wydłużony do 30 czerwca 2040 roku. Instalacje OZE będą mogły dokonać po raz pierwszy sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego najpóźniej w dniu 31 grudnia 2024 r. Z kolei instalacje morskiej energetyki wiatrowej mogłyby dokonać po raz pierwszy takiej sprzedaży najpóźniej w dniu 30 czerwca 2027 r. Uzasadnia to odpowiednie wydłużenie okresu, w którym może przysługiwać wsparcie w art. 92 ust. 6 ustawy o OZE.</p> <p>Mając na uwadze powyższe uwagi proponujemy modyfikację Projektu poprzez dodanie po art. 1 pkt 16) Projektu nowych pkt 17), pkt 18) oraz pkt 19) z odpowiednią zmianą numeracji kolejnych jednostek redakcyjnych o następującej treści:</p> <p>17) W art. 92 ust. 6 pkt 1 otrzymuje brzmienie:  „1) 31 grudnia 2035 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1;”</p> <p>18) W art. 92 ust. 6 po pkt 1) dodaje się pkt 1a) w brzmieniu:  „1a) 30 czerwca 2040 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, z zastrzeżeniem pkt 2”;</p> <p>19) W art. 92 ust. 6 pkt 2) otrzymuje brzmienie:  „2) 31 grudnia 2042 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu”;</p>	
169.	art. 92 ust. 11b ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Izba Gospodarcza Gazownictwa	<p>„11b. Operator systemu gazowego na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca, dane w ujęciu dobowym dotyczące ilości biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci gazowej w poszczególnych partiach o określonej wartości opalowej wyrażonych w m<sup>3</sup> oraz rzeczywistą wartość opalową poszczególnej partii biogazu wprowadzanego do sieci gazowej wyrażonej w MJ/m<sup>3</sup>, określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo rozliczeniowych, umożliwiających weryfikację ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 62, w ramach systemu aukcyjnego”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Dodany przepis umożliwia weryfikację prawidłowości złożonego wniosku do Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej przez wytwórcę, który wygrał aukcję OZE na podstawie zgłoszonego ekwiwalentu energii elektrycznej wyrażonego w MWh wynikającej z przeliczenia biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			gazowej. Dodanie tego przepisu przeciwdziała brakowi komunikacji na linii OSD gazowy, a OREO przekazującym pomoc publiczną wytwórcy energii z OZE, a nadto umożliwia kontrolę prawidłowości przekazanego wniosku o wypłatę ujemnego salda.	
170.	art. 1 pkt 18 lit. a	Zarządca Rozliczeń S.A.	W art. 1 pkt 18 lit a, w skierowanym do sprzedawców zobowiązanych art. 93 ust. 1 ustawy OZE, we wprowadzeniu do wyliczenia, zastąpienie odesłania do art. 92 ust. 6 ustawy OZE odesłaniem do art. 92 ust. 5 budzi wątpliwości, ponieważ w ust. 5 jest mowa tylko o wytwórcach z instalacjami o mocy nie mniejszej niż 500 kW. Dlatego proponujemy nie dokonywać tej zmiany.	<b>Uwaga przyjęta</b>
171.	art. 1 pkt 18 lit. b	Zarządca Rozliczeń S.A.	W art. 1 pkt 18 lit b proponujemy dodanie na końcu tiret w art. 93 ust. 12 ustawy OZE drugiego zdania w brzmieniu: „Wartość dodatniego i ujemnego salda ujmowana jest w wartości zwaloryzowanej, na rok zwrotu dodatniego salda przy zastosowaniu zasady waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10;” Uzupełnienie to pozwala wprowadzić ujęcie zmiany wartości pieniądza w czasie do rozliczenia dodatniego salda. Ponieważ kwoty ujemnego salda są wypłacane w różnym okresie oraz w różnym okresie następuje naliczenie dodatniego salda to należy sprowadzić to do wartości porównywalnych.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
172.	art. 93 ust. 14 ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Zarządca Rozliczeń S.A.	W art. 1 pkt 18 proponujemy dodanie zapisu jednoznacznie wprowadzającego górny limit sprzedaży objętej aukcyjnym systemem wsparcia, tak aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych nt. różnicy pomiędzy instalacjami o mocy poniżej 500 kW (sprzedawcy zobowiązani mają w art. 92 ust. 1 wyraźny zakaz kupowania ponad wolumen 3- letni) i nie mniejszej niż 500 kW. W związku z powyższym w art. 93 po ust. 13 ustawy OZE proponujemy dodać ust. 14: „c) po ust. 13 dodaje się ust. 14 w brzmieniu: „14. Ilość energii elektrycznej sprzedanej przewyższająca ilość energii elektrycznej określonej przez danego wytwórcę w ofercie dla okresów, o których mowa w art. 83 ust.2 nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.”;	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
173.	art. 1 pkt 19 (art. 93a)	Zarządca Rozliczeń S.A.	W art.1 pkt 19 proponujemy wprowadzany art. 93a ustawy OZE oznaczyć jako art. 93b. Art. 93a został już wprowadzony „ustawą o kogeneracji”.	<b>Uwaga przyjęta</b>
174.	art. 1 pkt 19 (art. 93a)	PGE S.A.	Postulujemy doprecyzowanie przepisów. Ustawa zawiera już art. 93a dodany przez art. 97 pkt 7 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U.2019.42) zmieniającej m.in. Ustawę.	<b>Uwaga przyjęta</b>
175.	art. 1 pkt 19 (art. 93a)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Zwracamy także uwagę, że Projekt po art. 93 ustawy o OZE dodaje art. 93a przy czym art. 93a już został dodany do ustawy o OZE i wszedł w życie od 25 stycznia 2019 r. dlatego pkt. 19) Projektu powinien brzmieć: 19) po art. 93a dodaje się art. 93b w brzmieniu: Art. 93b 1. Oświadczenia woli dokonywane w związku z rozliczaniem ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3, mogą być składane w postaci elektronicznej przy wykorzystaniu, udostępnionego przez operatora rozliczeń energii odnawialnej, formularza elektronicznego.	<b>Uwaga przyjęta</b>

			2. W celu prowadzenia rozliczeń ujemnego salda, operator rozliczeń energii odnawialnej może ustalić regulamin, w którym określi wzór formularza elektronicznego, sposób rejestracji i uwierzytelniania wytwórców oraz sprzedawców zobowiązanych, sposób tworzenia, przesyłania i akceptacji wniosków i sprawozdań z wykorzystaniem formularza elektronicznego.	
176.	art. 1 pkt 19 (art. 93a)	PSE S.A.	pkt 19: Art. 93a już istnieje w ustawie	<b>Uwaga przyjęta</b>
177.	art. 93a ustawy OZE (proponycja zmiany)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W art.1 po pkt.16 ustawy zmieniającej proponujemy dodać pkt.16a, który nadaje następujące brzmienie art. 93a ustawy OZE:</p> <p>„Art. 93a. 1. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, przedkłada Prezesowi URE do dnia 15 marca każdego roku następującego po roku, w którym wytworzono energię elektryczną w tej instalacji, opinię akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, z potwierdzającą zasadność uznania tej instalacji za instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a oraz zawierającą informację na temat ilości energii elektrycznej wytworzonej w danym roku w tej instalacji w procesach wysokosprawnej kogeneracji oraz poza procesami wysokosprawnej kogeneracji.</p> <p>2. W przypadku gdy z opinii, o której mowa w ust. 1, wynika, że instalacja wytwórcy, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, wytwarzała energię elektryczną poza procesami wysokosprawnej kogeneracji, Prezes URE informuje o tym fakcie wytwórcę, właściwego sprzedawcę zobowiązanego oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, wskazując w oparciu o opinię, ilość energii elektrycznej wytworzonej poza procesem wysokosprawnej kogeneracji.</p> <p>3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2 albo w przypadku nieprzedłożenia Prezesowi URE opinii, o której mowa w ust. 1, w terminie wskazanym w tym przepisie, operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 lub właściwy sprzedawca zobowiązany, rozlicza nienależnie wypłaconą pomoc publiczną z przyszłym ujemnym saldem, w kolejnych okresach rozliczeniowych, w wysokości stanowiącej różnicę pomiędzy uzyskaną przez danego wytwórcę pomocą, a pomocą, którą wytwórca ten uzyskałby, w przypadku gdyby jego instalacja stanowiła instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10. Przepis art. 93 ust. 12 stosuje się odpowiednio.</p> <p>4. Kwotę wynikającą z nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, o której mowa w ust. 3 oblicza się według następującego wzoru:  <math display="block">Nkoge = Abk * (Csko - Csbk)</math> - gdzie poszczególne symbole oznaczają:  Nkoge- nienależnie wypłaconą pomoc publiczną wynikającą z braku możliwości zakwalifikowania energii elektrycznej jako energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji,  Abk – Ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesami wysokosprawnej kogeneracji wyrażoną w MWh,</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>Csko – skorygowaną cenę zakupu energii elektrycznej dla instalacji wykorzystujących wyłącznie biogaz lub biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a.</p> <p>Csbk - skorygowaną cenę zakupu energii elektrycznej, obliczoną na potrzeby ustalenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, dla przypadku, w którym dana instalacja stanowiłaby instalację wykorzystującą wyłącznie biogaz lub biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa odpowiednio w art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10. W przypadku instalacji wytwórcy korzystającego z aukcyjnego systemu wsparcia Csbk - stanowi Csko pomniejszona o różnicę właściwych cen referencyjnych, odpowiednio na dzień aukcji albo na dzień złożenia wniosku na podstawie art. 184c ust.1 .</p> <p>5. Jako ceny Csko i Csbk, o których mowa w ust. 4 należy rozumieć odpowiednie skorygowane ceny zakupu energii elektrycznej ustalone na dzień:</p> <p>1) złożenia oferty w aukcji, o której mowa w art. 79, a w przypadku złożenia wniosku na podstawie art. 184c ust.1, ustalone na dzień złożenia tego wniosku;</p> <p>2) złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 albo 184a ust. 1, a w przypadku:</p> <p>a) złożenia zmiany deklaracji na podstawie art. 70b ust. 10,</p> <p>b) złożenia zmiany deklaracji na podstawie art. 184b ust.1,</p> <p>-ustalone na dzień złożenia zmiany deklaracji.”</p> <p>Proponowane zmiany mają na celu uzupełnienie rozwiązań wprowadzonych do Ustawy o OZE przez ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Propozycja doprecyzowuje konsekwencje ewentualnego uznania, że dana instalacja nie była w poprzednim roku rozliczeniowym w rzeczywistości instalacją, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a ustawy o OZE. W takim wypadku zakłada się, iż w przypadku nie spełnienia wymogu pełnej wysokosprawnej kogeneracji ma nastąpić zwrot tylko nadmiaru pomocy publicznej za energię wytworzoną poza procesami wysokosprawnej kogeneracji. W takim wypadku kwotę podlegającą zwrotowi oblicza się poprzez porównanie skorygowanych cen zakupu energii elektrycznej obliczonych dla przypadków w których dana instalacja stanowiłaby oraz nie stanowiłaby instalacji wytwarzającej energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji. Pozostałe zmiany, w tym zmiany w ust. 4 i 5, doprecyzowują zasady postępowania i wyliczania ewentualnej nadmiarowej pomocy publicznej podlegającej potrąceniu lub zwrotowi.</p>	
178.	art. 1 pkt 22 (art. 123 ust. 1)	PGE S.A.	<p>„Prezes URE, na pisemny wniosek podmiotu, uznaje gwarancję pochodzenia wydaną:</p> <p>a) w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej;</p> <p>b) w państwie trzecim po łącznym spełnieniu następujących warunków:</p> <p>- Unia Europejska zawarła z państwem trzecim umowę w sprawie wzajemnego uznawania gwarancji pochodzenia;</p> <p>- z systemu elektroenergetycznego państwa trzeciego prowadzony jest bezpośredni eksport lub import energii elektrycznej.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Proponowana zmiana stanowi wyjście naprzeciw potrzebie implementowania art. 19 ust. 11 Dyrektywy 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>



			<p>sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Wskazujemy, że choć do dnia 30 czerwca 2021 r. (termin implementacji dyrektywy) proponowany przez projektodawcę przepis, jak również obecne brzmienie uOZE nie będą niezgodne z Dyrektywą z uwagi na brak nadejścia terminu jej implementacji, to jednak racjonalny prawodawca powinien unikać wielokrotnych zmian przepisów w krótkim czasie. Ewentualna ponowna nowelizacja będzie również pozostawała w sprzeczności z zasadą stabilności i przewidywalności prawa i jako taka powinna być oceniona jako niesprzyjająca zapewnieniu stabilnych warunków regulacyjnych w sektorze. Analogicznego dostosowania wymagają również inne przepisy ustawy uOZE, w szczególności art. 124 ust. 2 pkt 2.</p>	
179.	art. 1 pkt 28 lit. a (art. 168 pkt 15)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 1 pkt 28, w którym zmieniany jest art. 168 ustawy OZE, proponujemy, aby pkt 15 art. 168 otrzymał następujące brzmienie:</p> <p>„15) po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b;”</p> <p>Uczestnicy systemu aukcyjnego zgłaszają wątpliwości co do zakresu przedmiotowego stosowania sankcji określonej w art. 168 pkt 15 ustawy OZE. W szczególności, Zarządca Rozliczeń S.A. w opublikowanych odpowiedziach na najczęściej zadawane pytania wskazuje na wątpliwości co do zakresu stosowania art. 168 pkt 15 w zw. z art. 83 ust. 2 ustawy OZE. Potwierdzenia wymaga w szczególności, że sankcja z art. 168 pkt 15 ustawy OZE będzie miała zastosowanie dopiero w przypadku rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego – w terminie wynikającym z art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE.</p> <p>W art. 1 pkt 28) projektu ustawy Minister Energii proponuje zniesienie sankcji przewidzianej w art. 168 pkt 26) ustawy OZE. Miała ona znaleźć zastosowanie w uzupełnieniu konsekwencji wynikających dla wytwórcy, który nie dotrzymał terminu rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego, z art. 83 ust. 3c i art. 92 ust. 6a ustawy OZE (w brzmieniu skorygowanym zgodnie z art. 1 pkt 17 projektu ustawy nowelizującej) w przypadku wybranych instalacji, które nie są objęte dyspozycją art. 83, lecz również mają obowiązek wytworzenia energii elektrycznej w określonym terminie, zgodnie z art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE. Przedstawiona powyżej propozycja zmiany w art. 168 pkt 15) ustawy OZE ugruntuje jednolite stosowanie instrumentów dyscyplinujących wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE zarówno w przypadku wsparcia wynikającego z uczestnictwa w aukcjach, jak i wsparcia określonego w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
180.	art. 1 pkt 28 lit. a (art. 168 pkt 15)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Doprecyzowanie w zakresie sankcji odnoszącej się do produkcji wymaganej ilości energii elektrycznej po wygranej aukcji</p> <p>Uczestnicy systemu aukcyjnego zgłaszają wątpliwości co do zakresu stosowania sankcji określonej w art. 168 pkt 15) ustawy o OZE. W szczególności, Zarządca Rozliczeń S.A. w opublikowanych odpowiedziach na najczęściej zadawane pytania wskazuje na wątpliwości co do zakresu stosowania art. 168 pkt 15) w zw. z art. 83 ust.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Uwaga 179

			<p>2 ustawy o OZE. Potwierdzenia wymaga w szczególności, że sankcja z art. 168 pkt 15) ustawy o OZE będzie miała zastosowanie dopiero w przypadku rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego – w terminie wynikającym z art. 79 ust. 3 pkt 8) ustawy o OZE.</p> <p>W art. 1 pkt 28) Projektu Minister Energii proponuje zniesienie sankcji przewidzianej w art. 168 pkt 26) ustawy o OZE. Miała ona znaleźć zastosowanie w uzupełnieniu konsekwencji wynikających dla wytwórcy, który nie dotrzymał terminu rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego, wynikających z art. 83 ust. 3c i art. 92 ust. 6a ustawy o OZE (w brzmieniu skorygowanym zgodnie z art. 1 pkt 17) Projektu) w przypadku wybranych instalacji, które nie są objęte dyspozycją art. 83 ustawy o OZE, lecz również mają obowiązek wytworzenia energii elektrycznej w określonym terminie, zgodnie z art. 70b ust. 4 pkt 1) lit. d) ustawy o OZE. Przedstawiona poniżej propozycja poprawki w art. 168 pkt 15) ustawy o OZE ugruntuje jednolite stosowanie instrumentów dyscyplinujących wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE zarówno w przypadku wsparcia wynikającego z uczestnictwa w aukcjach, jak i wsparcia określonego w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy o OZE.</p> <p>Mając na uwadze powyższe uwagi proponujemy modyfikację art. 1 pkt 28) Projektu poprzez nadanie mu następującej treści:</p> <p>28) w art. 168:</p> <p>a) pkt 15 otrzymuje brzmienie:  „po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b;”,</p> <p>b) uchyla się pkt 26;</p>	
181.	art. 168 pkt 23 ustawy OZE (propozycja <u>zmiany</u> )	Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	<p>w art. 168 pkt 23) otrzymuje brzmienie:  „23) nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 20 ust. 1, 2 i 3, w art. 21 ust. 1 lub 2, w art. 28 ust. 1, lub podaje nieprawdziwe informacje”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Zmiana brzmienia ww. przepisu jest konsekwencją propozycji zmian ujętych w pkt 2 niniejszego pisma, a także koniecznością włączenia wytwórców biogazu rolniczego w mikroinstalacji do systemu kar za brak przekazania informacji w terminie operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego o zmianie maksymalnej rocznej wydajności mikroinstalacji oraz zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania biogazu rolniczego w mikroinstalacji (na wzór rozwiązań prawnych dedykowanych wytwórcom energii elektrycznej w mikroinstalacji).</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
182.	art. 170 ust. 4 i 6 ustawy OZE (propozycja <u>zmiany</u> )	PSE S.A.	<p>pkt 29 otrzymuje brzmienie:  „29) w art. 170:</p> <p>a) w ust. 4 uchyla się pkt 3,</p> <p>b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:  „ust. 6. Wysokość kary pieniężnej wymierzanej w przypadku, o którym mowa w art. 168 pkt 15, oblicza się według wzoru:</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

			<p><math>KO = 0,5 \times [CS \times (EOA - EWA)]</math>,  gdzie poszczególne symbole oznaczają:  KO - wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych,  CS - cenę skorygowaną wyrażoną w zł/MWh, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej,  o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3,  EOA - ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh,  EWA - suma ilości energii elektrycznej:  - sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, oraz  - niewytworzonej w następstwie wykonania polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a pkt 1) ustawy - Prawo energetyczne, obliczonej zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, wyrażoną w MWh.”;”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wytwórca energii z farmy wiatrowej lub farmy słonecznej wykonuje polecenia OSP służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Nie powinno to zatem pociągać za sobą negatywnych konsekwencji dla wykonania zobowiązań na gruncie systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Z tego powodu na gruncie ustawy o OZE konieczne jest potraktowanie energii, której wytwórca nie wyprodukował w wyniku polecenia tak, jakby została wytworzona. Wielkość energii będzie obliczana zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Proponowany zapis koresponduje z zawartą w projekcie propozycją zmiany art. 168 pkt 18 (art. 1 pkt 28 lit. a) Projektu), który wyklucza karanie właściciela instalacji OZE w przypadku gdy nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (tzn. polecenia właściwego operatora systemu elektroenergetycznego).</p>	
183.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 4)	Energa S.A.	<p>Proponuje się następujące brzmienie przepisu:  „4. Umowa o przyłączenie do sieci wymaga dostosowania do postanowień ust. 3 w terminie 30 dni od dnia złożenia przez wytwórcę do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego wniosku o dostosowanie harmonogramu przyłączenia wraz z kopią prawomocnego pozwolenia na budowę przyłączanej instalacji odnawialnego źródła energii.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> W celu przystąpienia do aukcji OZE wytwórca jest zobowiązany dołączyć do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji m.in. prawomocne pozwolenie na budowę wydane dla projektowanej instalacji OZE.  W Projekcie zaproponowano, że przedłużony zostanie termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w umowach o przyłączenie dla wszystkich OZE, w tym również tych dla których do tej pory nie uzyskano pozwolenia na budowę instalacji przyłączanej.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

			<p>W ocenie OSD, duża liczba umów o przyłączenie OZE, dla których uzyskano pozwolenie na budowę (np. dla ENERGA-OPERATOR SA jest to 27 sztuk o łącznej mocy przyłączeniowej 1013,18 MW w przypadku przyłączenia do sieci WN oraz 251 sztuk o łącznej mocy przyłączeniowej 403,2 MW w przypadku przyłączenia do sieci SN) uprawnia do stwierdzenia, że tylko te zadania inwestycyjne powinny być kontynuowane.</p> <p>Nie bez znaczenia jest też fakt, że po wygraniu aukcji OZE przez wytwórcę, Operator ma 30 dni na dostosowanie harmonogramu umowy o przyłączenie, dlatego też prace OSD powinny koncentrować się na dostosowaniu umów o przyłączenie OZE dla umów realnych do realizacji tj. z uzyskanymi pozwoleniami na budowę.</p> <p>W pozostałych sprawach, termin na dostarczenie po raz pierwszy energii elektrycznej powinien pozostać zgodny z aktualnym brzmieniem art. 7 ust 2a pkt 2 ustawy Prawo energetyczne tj. 04.05.2019r.</p>	
184.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 3-5)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 1 pkt 30, w którym zmieniany jest art. 192 ustawy OZE proponujemy następujące brzmienie ust. 3-5:</p> <p>„3. Koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej określony w umowie o przyłączenie do sieci, nie może przypadać wcześniej niż na dzień 1 stycznia 2021 r. i nie później niż na dzień 31 maja 2021 r.</p> <p>4. Umowa o przyłączenie do sieci wymaga dostosowania do postanowień ust. 3 w terminie 30 dni od dnia złożenia przez wytwórcę wniosku do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego o dostosowanie harmonogramu przyłączenia.</p> <p>5. W przypadku odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne dokonania dostosowania umowy o przyłączenie do sieci do postanowień ust. 3, stosuje się przepisy art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.”</p> <p>Zaproponowane przez projektodawcę terminy należy uznać za niewystarczające dlatego przedłużenie obowiązywania umów przyłączeniowych dla instalacji OZE przynajmniej do końca maja 2021 r.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
185.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 3-5)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Zapewnienie odpowiedniego okresu obowiązywania wydanych pozwoleń na budowę oraz umów o przyłączenie do sieci dla instalacji OZE.</p> <p>Pozytywnie należy ocenić propozycję zmiany art. 192 ustawy o OZE, poprzez m.in. dodanie nowego ust. 3, który stanowi, że koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej określony w umowie o przyłączenie do sieci na podstawie wniosku o dostosowanie harmonogramu przyłączenia, nie może przypadać wcześniej niż na dzień 1 stycznia 2020 r. i nie później niż na dzień 31 stycznia 2020 r.</p> <p>W rezultacie wytwórcy planujący udział w aukcji w 2019 roku będą mogli zachować ważne umowy przyłączeniowe do końca stycznia 2020 r. Uważamy jednak powyższe zmiany za dalece niewystarczające dla odblokowania całkowitego potencjału energetyki wiatrowej w Polsce.</p> <p>Po pierwsze, pragniemy zauważyć, iż Projektodawcy nie wzięli po uwagę treści art. 13 ust. 2 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych („ustawa odległościowa”), zgodnie z którym pozwolenia na budowę elektrowni wiatrowych,</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

			<p>wydane przed dniem wejścia w życie ustawy oraz wydane na podstawie postępowania, o którym mowa w ust. 3, zachowują moc, o ile decyzja o pozwoleniu na użytkowanie zostanie wydana do 16 lipca 2021 r. (5 lat od dnia wejścia w życie ustawy). Tym samym pominięto konieczność zapewnienia, że umowy przyłączeniowe obejmujące inwestycje dla których pozwolenie na użytkowanie zostanie wydane po 31 stycznia 2020 r. a przed 16 lipca 2021 r. zachowają ważność w tym samym okresie. Postulujemy zatem wydłużenie dopuszczalnego końca terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej określonego w umowie o przyłączenie co najmniej do dnia 30 maja 2021 r. W przeciwnym razie nadal faktycznie nie będzie możliwe zrealizowanie inwestycji z pozwoleniami na budowę, pomimo zmian dokonanych Projektem.</p> <p>Proponujemy zatem wprowadzenia przepisów przedłużających obowiązywanie umów przyłączeniowych dla instalacji OZE przynajmniej do końca maja 2021 r. poprzez modyfikację art. 1 pkt 30) Projektu poprzez nadanie mu następującej treści:</p> <p>30) w art. 192 dodaje się ust. 3-5 w brzmieniu:</p> <p>3. Koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej określony w umowie o przyłączenie do sieci, nie może przypadać wcześniej niż na dzień 1 stycznia 2021 r. i nie później niż na dzień 31 maja 2021 r.</p> <p>4. Umowa o przyłączenie do sieci wymaga dostosowania do postanowień ust. 3 w terminie 30 dni od dnia złożenia przez wytwórcę wniosku do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego o dostosowanie harmonogramu przyłączenia.</p> <p>5. W przypadku odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne dokonania dostosowania umowy o przyłączenie do sieci do postanowień ust. 3, stosuje się przepisy art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.</p>	
186.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 3)	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej	<p>Istnieje konieczność wpisania przypadków, dla których proponowany przepis ma zastosowanie. Najprawdopodobniej przywołane tutaj powinny być podmioty wskazane w art.192 ust.1 ustawy.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> W proponowanym zapisie nie ma żadnego wskazania jakich podmiotów to ma dotyczyć ani nie jest przywołany żaden inny przepis - czy to ustawy OZE, czy też ustawy PE. Zatem zapis ma zastosowanie dla wszystkich obiektów OZE. Jeśli tak, to ustawa sama w sobie zawiera sprzeczne zapisy (art. 192 ust.1 stanowi, że umowy zawarte przed wejściem w życie ustawy OZE mają maksymalny termin na wprowadzenie po raz pierwszy energii w terminie do 04.05.2019 r., a nowy ust. 3 tego artykułu ma stanowić, że termin ten nie może być krótszy niż do dnia 1 stycznia 2020 r.). Dodatkowo, w przypadku pozostawienia propozycji ust. 3 bez zmian dla nowo zawieranych umów o przyłączenie, z jednej strony - zgodnie z ustawą PE - termin na dostarczenie po raz pierwszy energii nie może być dłuższy niż 48 miesięcy, natomiast zgodnie z proponowanym nowym zapisem ustawy OZE - termin ten nie może być krótszy niż do 1 stycznia 2020 r. i nie dłuższy niż do 31 stycznia 2020 r.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

187.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 4)	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej	<p>Proponowane brzmienie: 4. Umowa o przyłączenie do sieci wymaga dostosowania do postanowień ust. 3 w terminie 30 dni od dnia złożenia przez wytwórcę <u>do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego wniosku o dostosowanie harmonogramu przyłączenia wraz z kopią prawomocnego pozwolenia na budowę przyłączanej instalacji odnawialnego źródła energii.</u></p> <p><u>Uzasadnienie:</u> W celu przystąpienia do aukcji OZE, wytwórca jest zobowiązany dołączyć do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji m.in. prawomocne pozwolenie na budowę wydane dla projektowanej instalacji OZE. W przypadku obecnego projektu zapisu art. 192 ust. 4 przedłużony zostanie termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w umowach o przyłączenie dla wszystkich OZE, w tym również tych dla których do tej pory nie uzyskano pozwolenia na budowę instalacji przyłączanej, czyli dla spraw mało realnych do realizacji. W naszej ocenie, duża liczba umów o przyłączenie OZE, dla których uzyskano pozwolenie na budowę (np. w jednym OSD jest to 27 sztuk o łącznej mocy przyłączeniowej 1013,18 MW w przypadku przyłączenia do sieci WN oraz 251 sztuk o łącznej mocy przyłączeniowej 403,2 MW w przypadku przyłączenia do sieci SN) uprawnia do stwierdzenia, że tylko te zadania inwestycyjne powinny być kontynuowane. Nie bez znaczenia jest też fakt, że po wygraniu aukcji OZE przez wytwórcę, Operator ma 30 dni na dostosowanie harmonogramu umowy o przyłączenie, dlatego też prace Operatora koncentrować się będą na dostosowaniu umów o przyłączenie OZE dla tematów realnych do realizacji tj. z uzyskanymi pozwoleniami na budowę. Dla pozostałych tematów termin na dostarczenie po raz pierwszy energii elektrycznej powinien pozostać zgodny z aktualnym zapisem art. 7 ust 2a pkt 2 ustawy Prawo energetyczne tj. 04.05.2019 r.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
188.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 4)	PSE S.A.	<p>pkt 30 skreśla się</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Analizowany przepis powinien znaleźć się w przepisach przejściowych Projektu, a nie w przepisach przejściowych ustawy o odnawialnych źródłach energii, które przewidują odmienne maksymalne terminy na dostarczenie energii po raz pierwszy (art. 191 ust. 2 ustawy). Poniżej propozycja dodania art. 8a do Projektu.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
189.	art. 170 ust. 6 ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	TAURON Polska Energia S.A.	<p>W art. 1 po pkt 29 proponujemy dodać pkt 29a): „Art. 170 ust. 6 Łączna wielkość kary Prezesa URE nie może być wyższa niż 5 mln zł.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzenie powyższej propozycji pozwoli właścicielom instalacji OZE (głównie biomasowych) na uniknięcie w okresie długofalowym znaczących strat finansowych spowodowanych drastycznym wzrostem ceny biomasy. Znaczący wzrost cen biomasy może spowodować nieopłacalność pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy, w których wyłącznym paliwem jest biomasa i wstrzymanie pracy tych jednostek. Brak możliwości w systemie aukcyjnym zmiany zadeklarowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej przy nieprzewidywalnym oddziaływaniu rynku biomasy, nie może powodować nakładania na Spółki drastycznych kar za działania, które mają na celu obronę finansów Spółki.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			Dodatkowo ze względów niezależnych od wytwórców energii elektrycznej w okresie długofalowym może wystąpić brak dostępności biomasy na rynku, co spowoduje wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy i w efekcie nałożenie na Spółkę drastycznych kar finansowych.	
190.	art. 2 (art. 29 ust. 2 pkt 16 uPb)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	<p>W myśl proponowanych zmian, obowiązek uzgadniania pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej oraz zawiadomienie organów Straży Pożarnej, zastąpiony został wymogiem dostarczenia schematu elektrycznego wykonania urządzeń fotowoltaicznych z zaznaczeniem miejsca wyłącznika instalacji. Inaczej niż dotychczas obowiązek ten dotyczyć ma wszystkich instalacji, w tym tych najmniejszych – umieszczonych na dachach domów jednorodzinnych.</p> <p>Uważamy, że jest to kierunek właściwy, jednak proponujemy ograniczyć wyżej wskazany wymóg informacyjny do instalacji OZE o mocy powyżej 10 kW, w praktyce realizowanych na większych budynkach gospodarczych, inwentarskich, budynkach administracji publicznej, tj. zgodnych z definicją obiektów budowlanych wskazaną w art. 6b Ustawy z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpożarowej. Nasza propozycja wynika z pragmatycznego podejścia. Według posiadanych przez nas informacji Organy Państwowej Straży Pożarnej, nie mają obecnie wypracowanych procedur oraz gotowych systemów informatycznych, które pozwoliłyby efektywnie obsłużyć kilkadziesiąt tysięcy zgłoszeń rocznie (archiwizacja, zdalny dostęp dla strażaków realizujących pracę w terenie, itp.). Uważamy, że wprowadzenie wymogu w obecnej formie nie przełoży się na bezpieczeństwo instalacji OZE oraz życia i zdrowia pracowników służb przeciwpożarowych.</p> <p>Dlatego rekomendowanym przez nas rozwiązaniem na tym etapie rozwoju rynku OZE jest ograniczenie skali zgłoszeń, co umożliwi skoncentrowanie się służbom przeciwpożarowym na rejestracji i wykorzystaniu informacji o największych mikroinstalacjach fotowoltaicznych. Przyjęcie warunku min. 10 kW pozwoli na uniknięcie ryzyka wystąpienia sytuacji, w których duża liczba zgłoszeń w praktyce spowoduje brak możliwości wykorzystania złożonych wniosków w celu lepszej ochrony p. poż. i zapewnienia bezpieczeństwa.</p> <p>Ograniczenie skali zgłoszeń pozwoli lepiej zadbać o to, aby w razie potrzeby strażacy mieli szybki i nieskrępowany dostęp do tych informacji. Docelowo kolejna nowelizacja może rozszerzyć wymóg, w momencie, gdy na podstawie doświadczeń w mniejszej skali zostaną wypracowane odpowiednie standardy procedur, a także wdrożone zostaną rozwiązania informatyczne przez Straż Pożarną.</p> <p>Wobec powyższego proponujemy nowelizację art. 29 ust. 2 pkt 16 ustawy Prawo budowlane w następującym brzmieniu:</p> <p>„16) montażu pomp ciepła, wolnostojących kolektorów słonecznych, urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW oraz mikroinstalacji biogazu rolniczego w rozumieniu art. 19 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60 i ...); obowiązek dostarczenia organom Państwowej Straży Pożarnej schematu elektrycznego wykonania urządzeń fotowoltaicznych o mocy powyżej 10 kW z zaznaczeniem wyłącznika danej instalacji, a w przypadku mikroinstalacji</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

			biogazu rolniczego projektu budowlanego, obowiązek, o którym mowa w art. 6b ustawy z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpożarowej (Dz. U. z 2018 r. poz. 620), stosuje się”.	
191.	art. 2 (art. 29 ust. 2 pkt 16 uPb)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Alternatywą dla powyższego, jest umożliwienie całej branży OZE przygotowanie się do nadchodzących zmian. Uważamy, że w szczególności służby przeciwpożarowe winny otrzymać niezbędny czas na przygotowanie pracowników nie tylko do należytego egzekwowania prawa, ale stworzyło im procedury umożliwiające korzystanie z zebranych danych. Istnieje niebagatelne ryzyko, że pomimo poczynienia znacznych nakładów celem spełnienia nowych wytycznych, duża liczba zgłoszeń nie będzie efektywnie obsłużona i wykorzystana przez pracowników Straży Pożarnej. Dlatego też, gdyby nasza propozycja ograniczenia obowiązku dostarczenia organom Państwowej Straży Pożarnej schematu elektrycznego wykonania urządzeń fotowoltaicznych do instalacji powyżej 10 kW nie znalazła poparcia Projektodawcy, proponujemy wydłużenie terminu wejścia w życie znowelizowanego art. 29 ust. 2 pkt 16 ustawy Prawo budowlane do 1 września 2019 r.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
192.	art. 2 (art. 29 ust. 2 pkt 16 uPb)	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – POLSKA PV	Stowarzyszenia Branży Fotowoltaicznej - POLSKA PV przede wszystkim pragnie podkreślić, że dobrze zaprojektowane i poprawnie wykonane instalacje fotowoltaiczne nie zmniejszają lub ograniczają bezpieczeństwa pożarowego budynków. W ocenie Stowarzyszenia Branży Fotowoltaicznej - POLSKA PV sformułowany w projekcie ustawy zapis jest nieprecyzyjny i nie przyniesie oczekiwanych rezultatów w postaci zapewnienia bezpieczeństwa gaszenia budynków z instalacjami fotowoltaicznymi. Na wstępie należy zaznaczyć że zapis nie precyzuje jakim organom PSP należy dostarczyć przedmiotowy schemat. Nie jest określone czy ma być to organ centralny czy lokalny. Co więcej w wielu regionach kraju akcje gaśnicze są prowadzone głównie przez organy Ochotniczej Straży Pożarnej. W ocenie Stowarzyszenia sam schemat elektryczny bez prawidłowego ustandaryzowanego oznakowania instalacji oraz szkicu sytuacyjnego będzie posiadał bardzo ograniczoną funkcjonalność i użyteczność. W konsekwencji proponowany przepis stanie się jedynie wymogiem formalnym bez realnego wpływu na bezpieczeństwo. W związku z powyższym Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej - POLSKA PV postuluje o usunięcie obowiązku dostarczania schematów elektrycznych instalacji fotowoltaicznej organom PSP jednocześnie zwraca uwagę na konieczność wprowadzenia obligatoryjnego ustandaryzowanego oznakowania instalacji fotowoltaicznych i miejsca montażu wyłączników tych instalacji w dokumencie rangi rozporządzenia np. Rozporządzenia “W sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie”	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
193.	art. 2 (art. 29 ust. 2 pkt 16 uPb)	Piliński Maciej	Należy jednak zwrócić uwagę, iż zamierzona nowelizacja nie rozwiązuje zasadniczych problemów legislacyjnych związanych z bezpieczeństwem pożarowym instalacji fotowoltaicznych. Pomimo utrzymania obowiązku obligatoryjnych uzgodnień instalacji fotowoltaicznych pod względem zgodności z wymogami p. poz., w żaden sposób nie doprecyzowano kryteriów, czy też wytycznych, według których uzgodnienia te miałyby być dokonywane. Co istotne, zarówno na gruncie krajowego jak i	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>



		<p>wspólnotowego porządku prawnego nie istnieją jakiegokolwiek normy czy regulacje dotyczące przedmiotowego zagadnienia.</p> <p>Powyższa okoliczność jest szczególnie istotna, z uwagi na fakt, iż ogólna wiedza na temat zagrożeń pożarowych wynikających z instalacji systemów PV opiera się w chwili obecnej głównie na informacjach marketingowych rozpowszechnianych przez producentów sprzętu, reklamowanego jako mającego wyeliminować takie ryzyko. W chwili obecnej zatem sprawa bezpieczeństwa przeciwpożarowego instalacji fotowoltaicznych staje się instrumentem marketingowym producentów urządzeń, wykorzystywanym w walce o rynek zbytu.</p> <p>Utrzymywanie takiego stanu rzeczy należy ocenić negatywnie, jako że instalowanie dodatkowych urządzeń może prowadzić do stworzenia fałszywego poczucia bezpieczeństwa, w tym zwłaszcza wśród strażaków jednostek Państwowej Straży Pożarnej uczestniczących w akcjach gaszenia pożarów na obiektach z zamieszczonymi instalacjami fotowoltaicznymi.</p> <p>Należy przy tym podkreślić, że instalacje fotowoltaiczne są technologią bezpieczną – co wykazują m.in. statystyki z krajów, w których fotowoltaika rozwija się od co najmniej kilkunastu lat. Również jednostki Straży Pożarnej w Polsce mają coraz większą wiedzę na temat specyfiki gaszenia budynków, na których znajdują się takie instalacje.</p> <p>Istnieje zatem duże niebezpieczeństwo, iż z uwagi na wskazany brak norm i wytycznych, jak również małą ilość rzetelnych i obiektywnych badań naukowych w niniejszym przedmiocie, przedstawiciele organów właściwych do dokonywania ustaleń, będą kreowali swoje przekonania i podejmowali decyzje na podstawie nierzetelnych danych dostarczanych przez producentów sprzętu rzekomo spełniającego odpowiednie warunki w zakresie ochrony przeciwpożarowej.</p> <p>Co istotne, opisaną praktykę, według której organy z uwagi na brak obiektywnych norm oraz niewystarczające badania i analizy naukowe podejmują decyzję na podstawie danych dostarczanych przez producentów sprzętu, można zauważyć już w chwili obecnej.</p> <p>Przyjętej praktyce trudno się dziwić, jako że w przypadku potencjalnych wypadków związanych z zainstalowanymi urządzeniami, osoba, która z ramienia organu dokonywała ustaleń, będzie musiała wykazać zasadność podjętej decyzji. Z uwagi na brak jakiegokolwiek obiektywnych odniesień, jedyną obroną będzie powołanie się na informacje dostarczane przez w/w producentów sprzętu.</p> <p>Należy zatem zauważyć, iż w praktyce wymóg w zakresie dokonywania ustaleń z właściwymi organami ochrony pożarowej nie pozwala na osiągnięcie zamierzonych przez ustawodawcę skutków.</p> <p>W związku z powyższym postuluje o usunięcie zapisu nakładającego obowiązek dostarczania schematów elektrycznych instalacji fotowoltaicznej organom PSP jednocześnie zwracam uwagę na konieczność opracowanie dokumentu, np. w randze rozporządzenia, który będzie stanowił wytyczne dla projektantów, instalatorów i inspektorów ochrony p.poż., jednoznacznie regulującego kwestie bezpieczeństwa</p>	
--	--	---	--

			pożarowego instalacji fotowoltaicznych bez faworyzowania jakichkolwiek podmiotów biorących udział w walce o rynek zbytu.	
194.	art. 2 (art. 29 ust. 2 pkt 16 uPb)	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej	Usunięcie zapisu mówiącego o dostarczaniu straży pożarnej schematu instalacji fotowoltaicznej z zaznaczonym miejscem wyłącznika tej instalacji. <u>Uzasadnienie:</u> Za niecelowy uważamy obowiązek (wynikający z art. 2) dostarczania straży pożarnej schematu instalacji fotowoltaicznej z zaznaczonym miejscem wyłącznika tej instalacji, w szczególności gdy nie określono jakiego rodzaju miałby to być schemat. Trudno sobie wyobrazić, aby przy masowej skali występowania instalacji fotowoltaicznych, straż pożarna budowała bazę danych takich obiektów i ich schematów wraz z szybkim dostępem do informacji o miejscu instalacji wyłącznika, tak aby mogła z niej zrobić użytek np. w trakcie akcji gaszenia pożaru lub innej ratowniczej.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
195.	art. 9c ustawy Prawo energetyczne ( <u>propozycja</u> <u> dodania</u> )	PSE S.A.	W art. 9c dodaje się ust. 7a i 7b w brzmieniu: „7a. W celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może: 1) wydać, bezpośrednio lub za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, polecenie zmniejszenia wytwarzanej mocy przez jednostkę wytwórczą wykorzystującą energię wiatru lub promieniowania słonecznego o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW, za zwrotem utraconych przychodów; 2) skorzystać z usług systemowych świadczonych przez odbiorców energii elektrycznej, bezpośrednio albo poprzez podmiot agregujący odbiory energii elektrycznej, w zakresie zmniejszenia poboru mocy. 7b. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE, do dnia 1 marca każdego roku, informacje za poprzedni rok kalendarzowy o działaniach podjętych na podstawie ust. 7a.”; <u>Uzasadnienie:</u> Postulowana zmiana ustawy PE w postaci dodania art. 9c ust. 7a i 7b ma na celu ustalenie zasad, na jakich operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) może redukować wytwarzanie z farm wiatrowych („FW”) lub farm słonecznych („PV”) oraz skorzystanie z usługi redukcji zapotrzebowania („DSR”). Przepisy mają zapewnić bezpieczeństwo prawne zarówno operatorowi (możliwość polecenia redukcji w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci albo zrównoważenia wytwarzania z zapotrzebowaniem), jak i po stronie wytwórców FW i PV (pewność, że za redukcje otrzymają zwrot utraconych przychodów) oraz umocnić prawną możliwość kontraktowania usługi DSR. W systemie elektroenergetycznym zrównoważenie wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oznacza wytworzenie ilości energii wystarczającej do pokrycia zapotrzebowania. Ma to odzwierciedlenie m.in. w przepisach ustawy PE odnośnie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw (art. 11 i nast.) – środki interwencyjne, jakie przyznano OSP na tę okoliczność, są typowe dla sytuacji niewystarczającego wytwarzania energii w stosunku do jej poboru. Jednak dla zachowania bezpiecznej pracy systemu i utrzymania parametrów jakościowych równie niebezpieczna jest	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			<p>sytuacja, w której wytwarza się więcej energii elektrycznej, niż wynosi zapotrzebowanie. Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, w szczególności siłę wiatru i promieniowanie słoneczne, zwiększa się prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji.</p> <p>W ostatnich latach coraz częściej zdarza się, że w okresach niskiego zapotrzebowania na energię (np. w okresach przerw świątecznych) występuje silny wiatr, przekładający się na wysokie wytwarzanie energii w farmach wiatrowych. Istotny udział mocy FW w zasobach wytwórczych KSE (ok. 13% mocy zainstalowanej) sprawia, że niekiedy wytwarzana przez nie energia pokrywa znaczną część zapotrzebowania (nawet ok. 30%), powodując konieczność odstawiania jednostek konwencjonalnych. Największy problem sprawia to w okresie zimowym, kiedy elektrociepłownie pracują z pełną mocą, w związku z czym możliwości obniżenia wytwarzania w jednostkach ciepłych (konwencjonalnych) są ograniczone. Taka sytuacja miała miejsce np. w święta Bożego Narodzenia w roku 2016 – w dniu 26 grudnia 2016 r. kiedy generacja wiatrowa przez większość doby wynosiła ponad 4 GW przy zapotrzebowaniu, które w szczycie nie przekroczyło 17 GW. OSP maksymalnie ograniczył wytwarzanie z innych jednostek wytwórczych, w tym również – na podstawie dwustronnych uzgodnień – z elektrociepłowni (dzięki możliwości przejścia na wytwarzanie wyłącznie ciepła).</p> <p>Możliwość redukcji wytwarzania energii w konwencjonalnych elektrowniach systemowych zależy od minimalnej mocy, jaką mogą wytwarzać, pozostając w pracy (tzw. minimów technicznych). Niektóre jednostki muszą pracować, aby umożliwić poprawną pracę sieci (m.in. utrzymanie napięcia). Ponadto częste odstawienia i uruchomienia jednostek konwencjonalnych znacząco zwiększają ryzyko awarii, powodując tym samym wyłączenia tych jednostek celem przeprowadzenia napraw. Kolejnym ryzykiem jest możliwość wystąpienia sytuacji, w której wiatr gwałtownie się osłabi, wielkość wytwarzanej energii spadnie, a odstawiłone konwencjonalne jednostki wytwórcze nie uruchomią się wystarczająco szybko, aby pokryć zapotrzebowanie odbiorców. Ponadto ze względu na konieczność zachowania w systemie elektroenergetycznym zdolności regulacyjnej (ze względu na wahania zapotrzebowania) w sytuacji, gdy wytwarzanie energii elektrycznej przekracza zapotrzebowanie na nią, niezbędnym i często jedynym dla zachowania poprawności pracy systemu rozwiązaniem jest ograniczenie produkcji energii z farm wiatrowych lub promieniowania słonecznego.</p> <p>W przepisach rangi ustawowej nie ma obecnie przepisów wprost regulujących przedmiotowe zagadnienie. Prawo energetyczne (art. 11d ust. 4) stanowi, że OSP pokrywa koszty działań wytwórców związanych z usunięciem stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Potrzebne są jednak przepisy dające podstawę do wydania FW i PV polecenia zanim wystąpi stan zagrożenia (w celu zapobieżenia jego powstaniu). Brakuje też konkretnej podstawy do określenia rekompensat. Przykładowo postanowienia niektórych Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przewidują prawo OSD do redukcji wytwarzania z FW bez wynagrodzenia. Takie postanowienia nie wyłączają oczywiście stosowania ogólnych</p>	
--	--	--	---	--

		<p>przepisów prawa cywilnego, jednak sytuacja ta pociąga za sobą ryzyko prawne zarówno dla wytwórcy energii elektrycznej posiadającego FW, jak i dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Ten pierwszy może ubiegać się w sądzie o odszkodowanie, nie mając gwarancji co do jego uzyskania ani jego wysokości, zaś drugi – obawiając się uwikłania w spór sądowy oraz negatywnej prasy wokół zdarzenia – nie sięgnie po narzędzie interwencyjne w postaci redukcji FW, kiedy jest to faktycznie potrzebne.</p> <p>Warto dodać, że redukcje wytwarzania z FW są normalnym zjawiskiem w krajach z istotnym udziałem farm wiatrowych w miksie energetyczno-paliwowym (np. w Niemczech, Danii czy Wielkiej Brytanii). To samo dotyczy redukcji jednostek wytwarzających energię elektryczną w instalacjach PV. W systemach takich występuje zjawisko tzw. ekonomicznej redukcji wytwarzania energii ze źródeł niestabilnych. Polega ono na świadomym zaniechaniu rozbudowy sieci dla przyłączenia źródeł niestabilnych (FW czy PV) do stanu umożliwiającego wprowadzenie do systemu całej energii, którą te źródła teoretycznie są w stanie wyprodukować, a następnie ograniczaniu produkcji w sytuacji, gdy przekracza zdolności techniczne sieci (jest to jednocześnie działanie mające na celu utrzymanie bezpiecznej pracy sieci). Rozwiązanie jest efektywne wówczas, gdy koszt rekompensat dla wytwórców jest mniejszy, niż koszt rozbudowy sieci, o ile ta rozbudowa jest w ogóle możliwa w wymaganym czasie.</p> <p>Należy podkreślić, że proponowane zmiany w ustawie PE przede wszystkim zakładają dokonywanie redukcji wytwarzania z FW ze względu na utrzymanie wymaganych parametrów jakościowo-niezawodnościowych w systemie (tj. zakłada się, że środek ten ma mieć charakter interwencyjny i będzie stosowany w przypadku braku możliwości zrównoważenia zapotrzebowania) w ramach procesów rynkowych.</p> <p>Rozwiązanie mieści się w ramach aktualnie obowiązujących przepisów prawa Unii Europejskiej. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE nakazuje Państwom Członkowskim zapewnić jednostkom OZE gwarancję przesyłu i dystrybucji, priorytet dostępu do sieci oraz pierwszeństwo w wytwarzaniu energii elektrycznej, jednak z zachowaniem wymogów dotyczących bezpieczeństwa pracy sieci. Podkreślić należy, że nowe przepisy procedowane w ramach projektu tzw. pakietu „Czysta energia” dotyczące modelu rynku nakazują stosowanie w pierwszej kolejności redukcji na zasadach rynkowych, tzn. w oparciu o oferty składane OSP przez wytwórców energii – takie rozwiązanie znajduje się w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”), jednakże wytwórcy FW nie korzystają z tego instrumentu.</p> <p>Przepis ma zastosowanie również do elektrowni wykorzystujących promieniowanie słoneczne. Pomimo obecnie niewielkiej, w porównaniu z farmami wiatrowymi, mocy zainstalowanej w KSE instalacji fotowoltaicznych, objęcie ich przedmiotowymi zasadami ma na celu zapewnienie równego traktowania. Jak wskazano powyżej, operatorzy systemów elektroenergetycznych już obecnie mają prawo redukować wytwarzanie z takich instalacji. Zmiany zapewniają, że wytwórcy energii z farm słonecznych również otrzymają pokrycie utraconych przychodów.</p>	
--	--	--	--

			Propozycja przewiduje, że OSP będzie korzystał z instrumentu pod pełną kontrolą Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W celu ułatwienia tej kontroli OSP powinien składać cykliczny, coroczny raport opisujący wykorzystanie uprawnień przyznanych w art. 9c ust. 7a.	
196.	art. 9g ust. 6 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne ( <u>propozycja dodania</u> )	PSE S.A.	W art. 9g ust. 6 pkt 2 dodaje się lit. f w brzmieniu: „f) wydawania poleceń zmniejszenia wytwarzanej mocy, o których mowa w art. 9c ust. 7a pkt 1), oraz zasady zwracania utraconych przychodów;”; <u>Uzasadnienie:</u> Powyższe zmiany zakresu przedmiotowego IRiESP wynikają z konieczności szczegółowego uregulowania zasad wydawania poleceń wskazanych w nowym art. 9c ust. 7a pkt 1) oraz wynikających z nich rozliczeń finansowych. Umieszczenie szczegółowych zasad w IRiESP jest uzasadnione zachowaniem spójności regulacji. IRiESP, opracowywany przez OSP i zatwierdzany przez Prezesa URE, pozwala na określenie szczegółowego sposobu wykonania przepisów ustawy PE oraz rozporządzenia wydanego na mocy art. 9 ustawy. Zapewnia również przestrzeń dla precyzyjnych, technicznych uregulowań oraz odpowiednią elastyczność, konieczną ze względu na dynamikę zmian w systemie elektroenergetycznym oraz na rynku energii.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
197.	art. 3 (art. 32 ust. 1a ustawy Prawo energetyczne)	TAURON Polska Energia S.A.	Art. 3 wprowadza zmiany w ramach ustawy Prawo Energetyczne w zakresie możliwości udzielenia po raz pierwszy koncesji dla danej instalacji tylko w przypadku, gdy urządzenia służące do wytwarzania energii zostały wyprodukowane nie później niż w terminie 48 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji. Zrozumiałym jest, iż Państwo nie będzie wspierać instalacji wybudowanych w oparciu o „stare” urządzenia, nie zrozumiałe jest jednak dlaczego bez udziału w dotowanych przez Państwo systemach wsparcia, nie będą mogły powstawać instalacje w skład których będą wchodzić urządzenia starsze niż 48 miesięcy. <u>Uzasadnienie:</u> Nowelizacja Ustawy o OZE mówi jedynie o koncesji na prowadzenie działalności, nie odnosi się natomiast do wpisu do rejestrów wytwórców w małej instalacji, który muszą uzyskać instalacje OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 0,500 MW – skąd więc kolejne rozróżnienie instalacji.	<b>Uwaga przyjęta</b>
198.	art. 3 (art. 32 ust. 1a ustawy Prawo energetyczne)	Energa S.A.	Proponuje się weryfikację i unifikację terminów w treści ustawy: 48 miesięcy lub 42 miesiące. <u>Uzasadnienie:</u> Wydaje się, że zgodnie z uzasadnieniem Projektu, to terminy określone w: – Art. 1. 11) Projektu dot.. art. 74 ust. 1 Ustawy o OZE oraz Art. 1. 15) w części dot. art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE; oraz – Art. 3 Projektu w części dot. nowego ust. 1a art. 32 Prawa Energetycznego z dnia 10 kwietnia 1997 r. (z późn. zm.); miałyby zostać ujednolicone, stąd propozycja weryfikacji i ewentualnego dostosowania. Ponadto zwracamy uwagę, że modyfikacja przedmiotowych zasad może być niekorzystna dla wytwórców, chcących skorzystać z używanych urządzeń dla instalacji, dla których koncesja wydawana będzie po raz pierwszy.	<b>Uwaga przyjęta</b>

199.	art. 3 (art. 32 ust. 1a ustawy Prawo energetyczne)	PGE S.A.	<p>Brzmienie projektu jest niezrozumiałe. W proponowanej treści nowego ust. 1a projektodawca odwołuje się do nieistniejącego w art. 32 uPe postanowienia ust. 1 lit. b.</p> <p>Gdyby nawet przyjąć, że celem było odwołanie do art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. buPe, to zapis w dalszym ciągu pozostaje nieczytelny, gdyż w sposób oczywisty jego intencją jest uregulowanie kwestii dotyczących koncesji wydawanej instalacjom odnawialnych źródeł energii, podczas gdy art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b uPe mówi o koncesjach na prowadzenie działalności wytwórczej w źródłach konwencjonalnych.</p> <p>Przyjmując, że celem było wprowadzenie do uPe przepisu, zgodnie z którym koncesja na nową bądź zmodernizowaną instalację OZE może zostać udzielona wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji zostały wyprodukowane nie później niż w terminie 48 miesięcy przed dniem pierwszego wytworzenia, uważamy, że zapis ten powinien zostać usunięty z następujących względów:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• restrykcje dotyczące wieku urządzeń dla instalacji nowych i modernizowanych biorących udział w systemie aukcyjnym są już zawarte w 74 ust. 1 uOZE;</li> <li>• instalacje OZE nie biorące udziału w systemie wsparcia nie powinny być traktowane na gruncie przepisów koncesyjnych w sposób odmienny (bardziej restrykcyjny) od instalacji konwencjonalnych.</li> </ul> <p>Gdyby propozycja nowelizacji art. 32 uPe miała zostać utrzymana, uważamy, że okres 48 miesięcy nie powinien dotyczyć instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii wyłącznie hydroenergię, podobnie jak ma to miejsce w regulacji art. 74 ust. 1 uOZE.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
200.	art. 3 (art. 32 ust. 1a ustawy Prawo energetyczne)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W celu ograniczenia możliwości instalowania zużytych urządzeń wytwórczych (a zwłaszcza wyeksploatowanych turbin wiatrowych), sugerujemy skorelowanie wymagań co do instalowanych urządzeń z odpowiednimi zapisami w Ustawie o odnawialnych źródłach energii (art.74 i art.70b ust.4 pkt.1 lit. c), a w przypadku urządzeń, które ich nie spełniają, wprowadzenie minimalnych warunków dotyczących używanych urządzeń. Proponujemy uzupełnienie brzmienia art. 3 w następującym brzmieniu:</p> <p>„W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne (Dz.U. ....) wprowadza się następujące zmiany:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) .....</li> <li>2) w art.32 po ust.1 dodaje się ust.1a w brzmieniu:</li> </ol> <p>1a. Koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust.1 lit.b, w zakresie wytwarzania energii przez instalacje odnawialnego źródła energii, wydaje się po raz pierwszy dla danej instalacji wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania tej energii lub zamontowane w czasie modernizacji :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) spełniają wymagania art.74 ust.1 ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. ....) albo</li> <li>2) posiadają ważne potwierdzenie zgodności z certyfikowanym typem urządzenia lub deklarację zgodności urządzenia z właściwymi normami, wystawione dla danej instalacji przez ich producenta albo</li> </ol>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>3) zostały wyprodukowane nie wcześniej niż 7248 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji.</p> <p>3) W art. 47 ust. 3 otrzymuje brzmienie:  3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła – w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy.”  Dla skutecznego wdrożenia ograniczenia możliwości instalowania zużytych urządzeń wytwórczych konieczna jest także zmiana w art.14 Ustawy zmieniającej UOZE (termin wejścia w życie):</p> <p>Art.14. Ustawa wchodzi w życie z dniem [...], z wyjątkiem:  1. (...);  2. art.3 pkt. 2, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2020r.;</p>	
201.	art. 3 (art. 32 ust. 1a ustawy Prawo energetyczne)	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>W proponowanej treści art. 3 Projektu, przewidującego dodanie ust. 1a w art. 32 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (dalej: Ustawa – Prawo Energetyczne) projektodawca odwołuje się do nieistniejącego w art. 32 Ustawy – Prawo Energetyczne postanowienia ust. 1 lit. b. Alternatywnie, gdyby przyjąć, że faktycznym celem było odwołanie do art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b te same ustawy, to zapis ten w dalszym ciągu pozostaje niezrozumiały, w sposób oczywisty odnosząc się do koncesji wydawanej instalacjom odnawialnych źródeł energii, podczas gdy art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b tej ustawy mówi o koncesjach na prowadzenie działalności wytwórczej w źródłach konwencjonalnych.</p> <p>Domyślając się jednak intencji projektodawcy należy przyjąć, że celem było wprowadzenie do Ustawy – Prawo Energetyczne przepisu, zgodnie z którym koncesja na nową bądź zmodernizowaną instalację OZE może zostać udzielona wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji zostały wyprodukowane nie później niż w terminie 48 miesięcy przed dniem pierwszego wytworzenia energii. Stoimy na stanowisku, że przedmiotowy przepis powinien zostać usunięty, ponieważ restrykcje dotyczące wieku urządzeń dla instalacji nowych i modernizowanych biorących udział w systemie aukcyjnym są już przewidziane w 74 ust. 1 Ustawy OZE. Co więcej, instalacje OZE nie biorące udziału w systemie wsparcia nie powinny być traktowane na gruncie przepisów koncesyjnych w sposób odmienny i bardziej restrykcyjny od instalacji konwencjonalnych.</p> <p>Mając na uwadze powyższe, postulujemy wykreślenie zmiany przewidzianej w Art. 3 Projektu.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
202.	art. 46 ust. 4 pkt 5 ustawy Prawo energetyczne ( <u>propozycja dodania</u> )	PSE S.A.	<p>W art. 46 ust. 4 pkt 5 dodaje się lit. e w brzmieniu:  „e) kosztów związanych z wykorzystaniem usług systemowych nabywanych od odbiorców energii na podstawie art. 9c ust. 2 pkt 8 lub art. 9c ust. 7a pkt 2, wydawaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a pkt 1), kosztów wskazanych w art. 11d ust. 5, kosztów wynikających ze stosowania rozporządzeń wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 lub kosztów działań, o których mowa w art 11c ust. 2, poniesionych w roku poprzedzającym rok kalkulacji taryfy.”;</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			<p><u>Uzasadnienie:</u> Koszty wymienione w proponowanym przepisie to kolejno:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- koszty zakupu usług systemowych od odbiorców końcowych;</li> <li>- koszty pokrycia utraconych przychodów wytwórców energii z farm wiatrowych w przypadku redukcji wytwarzania farm wiatrowych lub farm słonecznych na polecenie zgodnie z art. 9c ust. 7a pkt 1);</li> <li>- koszty działań w czasie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii, takie jak np. koszty opłaty podwyższonej, o której mowa w art. 280 pkt 2 ustawy Prawo wodne;</li> <li>- koszty związane z wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.</li> </ul> <p>W normalnych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego, gdy nie mają miejsca sytuacje kryzysowe, wymienione koszty w ogóle nie powstają. Dlatego OSP nie ma możliwości wiarygodnego zaplanowania poniesienia tych kosztów w kolejnym roku, co jest kolejnym obszarem, w którym zasada kalkulacji taryfy ex ante nastęcza problemów. Z tego powodu powinno się przesądzić, że taryfa przenosi koszty interwencyjne poniesione, a nie planowane.</p> <p>Koszty interwencyjne powstają w sytuacji, w której OSP musi, ze względu na zapewnienie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, stosować nadzwyczajne środki. Stany pracy systemu elektroenergetycznego, w których występuje (lub jest przewidywane) zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, niestabilnych stanów pracy systemu lub istnieje zagrożenie bardzo poważnej awarii systemowej (np.: zaniku zasilania części lub całego KSE). W związku z powyższym koszty ponoszone przez OSP w wyniku wyżej wymienionych działań nie powinno być planowane do poniesienia w taryfie gdyż występują incydentalnie. Jednakże, w przypadku konieczności aktywacji przez OSP tych środków, koszty poniesione przez OSP mogą być bardzo wysokie jednak są one znacznie niższe niż ekonomiczne skutki braku ich aktywacji przez OSP i doprowadzenia do awarii systemowej, która może doprowadzić do blackout'u KSE.</p>	
203.	art. 46 ust. 4 pkt 5 ustawy Prawo energetyczne ( <u>propozycja dodania</u> )	PSE S.A.	<p>W art. 46 ust. 4 pkt 5 dodaje się lit. e w brzmieniu:</p> <p>„e) kosztów związanych z wykorzystaniem usług systemowych nabywanych od odbiorców energii na podstawie art. 9c ust. 2 pkt 8 lub art. 9c ust. 7a pkt 2, wydawaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a pkt 1), kosztów wskazanych w art. 11d ust. 5, kosztów wynikających ze stosowania rozporządzeń wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 lub kosztów działań, o których mowa w art 11c ust. 2, poniesionych w roku poprzedzającym rok kalkulacji taryfy.”;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Koszty wymienione w proponowanym przepisie to kolejno:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- koszty zakupu usług systemowych od odbiorców końcowych;</li> <li>- koszty pokrycia utraconych przychodów wytwórców energii z farm wiatrowych w przypadku redukcji wytwarzania farm wiatrowych lub farm słonecznych na polecenie zgodnie z art. 9c ust. 7a pkt 1);</li> <li>- koszty działań w czasie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii, takie jak np. koszty opłaty podwyższonej, o której mowa w art. 280 pkt 2 ustawy Prawo wodne;</li> <li>- koszty związane z wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.</li> </ul>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>



			<p>W normalnych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego, gdy nie mają miejsca sytuacje kryzysowe, wymienione koszty w ogóle nie powstają. Dlatego OSP nie ma możliwości wiarygodnego zaplanowania poniesienia tych kosztów w kolejnym roku, co jest kolejnym obszarem, w którym zasada kalkulacji taryfy ex ante nastęrcza problemów. Z tego powodu powinno się przesądzić, że taryfa przenosi koszty interwencyjne poniesione, a nie planowane.</p> <p>Koszty interwencyjne powstają w sytuacji, w której OSP musi, ze względu na zapewnienie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, stosować nadzwyczajne środki. Stany pracy systemu elektroenergetycznego, w których występuje (lub jest przewidywane) zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, niestabilnych stanów pracy systemu lub istnieje zagrożenie bardzo poważnej awarii systemowej (np.: zaniku zasilania części lub całego KSE). W związku z powyższym koszty ponoszone przez OSP w wyniku wyżej wymienionych działań nie powinny być planowane do poniesienia w taryfie gdyż występują incydentalnie. Jednakże, w przypadku konieczności aktywacji przez OSP tych środków, koszty poniesione przez OSP mogą być bardzo wysokie jednak są one znacznie niższe niż ekonomiczne skutki braku ich aktywacji przez OSP i doprowadzenia do awarii systemowej, która może doprowadzić do blackout'u KSE.</p>	
204.	art. 56 ust. 1 pkt 27 ustawy Prawo energetyczne ( <u>propozycja zmiany</u> )	PSE S.A.	<p>W art. 56 ust. 1 pkt 27 otrzymuje brzmienie „27) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9j ust. 1, 4 lub 5 lub nie stosuje się do poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a pkt 1);”;</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzana zmiana ma charakter porządkowy. Polecenia o charakterze interwencyjnym określone w proponowanym art. 9c ust. 7a pkt 1) są równoważne poleceniom ruchowym wydawanym na mocy art. 9j. Dla zachowania spójności regulacji powinny zatem również podlegać sankcjom, by unikać zarzutów nierównoprawnego traktowania.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
205.	art. 4	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p>Na zakończenie chcieliśmy podnieść, że w art. 3 Projektu przewidziano, że koncesje na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej przez instalacje OZE wydaje się wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji zostały wyprodukowane nie później niż w terminie 48 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w takiej instalacji, co jest niespójne z art. 74 ust. 1 ustawy o OZE w zakresie, w którym dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z wiatru przewidziane zostały 72 miesiące. Art. 3 Projektu powinien uwzględniać tę okoliczność i brzmieć:</p> <p>Art. 3. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, z późn. zm.2) w art. 32 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:</p> <p>1a. Koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 lit b, w zakresie wytwarzania energii przez instalacje odnawialnego źródła energii, wydaje się po raz pierwszy dla danej instalacji wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania tej energii lub zamontowane w czasie modernizacji, zostały wyprodukowane nie później niż w terminie 48 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji, a w przypadku instalacji wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			energię wiatru na morzu - w terminie 72 miesiące przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji.	
206.	art. 4	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa	<p>Negatywnie ocenić należy podniesienie minimalnego obowiązku uzyskania i przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia w 2020 r. Projekt proponuje podwyższenie tej wartości dla roku 2020 do 19,50%, przy czym dla roku 2019 był on ustalony na poziomie 18,50%, a dla roku 2018 na poziomie 17,50% zgodnie z treścią Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 11 sierpnia 2017 r. w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2018-2019. Należy jednocześnie wskazać, iż w latach ubiegłych poziom obowiązku był znacząco niższy, i tak dla roku 2017 wynosił 15,40%, a dla lat 2015-2016 wynosił 14-15%, co wynika odpowiednio z Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 17 października 2016 r. w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. oraz art. 190 Ustawy w brzmieniu do 30 czerwca 2016 r.</p> <p>Wyższy poziom obowiązku umarzenia OZE nie wpłynie na trwałe zwiększenie mocy OZE poprzez tworzenie nowych jednostek wytwórczych ponieważ są one wyłączone z systemu świadectw pochodzenia. Z drugiej strony wyższy obowiązek poprzez zagwarantowanie istniejącym wytwórcom wyższych przychodów zniechęci ich do migracji do systemu aukcyjnego, co w efekcie spowoduje utrzymanie wysokich kosztów systemu wsparcia.</p> <p>W związku z powyższym, Izba proponuje przyjęcie w Projekcie poziomu obowiązku na wysokości 14% tj. poziomu obowiązującego dla roku 2015. Taki poziom obowiązku spowoduje obniżenie cen świadectw pochodzenia energii z OZE poniżej opłaty zastępczej i zachęci wytwórców do uczestnictwa w rynkowym mechanizmie wsparcia w postaci aukcji.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
207.	art. 4	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	<p>Poziom obowiązku OZE</p> <p>Mając na uwadze art. 4 Projektu, zgodnie z którym wielkość udziału, o którym mowa w art. 59 pkt 1 ustawy OZE została określona na rok 2020 na poziomie 19,5 % postulujemy, by poziom obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia został określony również na rok 2021 i wynosił 20,5 %. Powyższe, poprzez określenie dłuższej perspektywy pozwoli z jednej strony ustabilizować rynek zwiększając jego przewidywalność, z drugiej zaś poprzez podniesienie poziomu przedmiotowego obowiązku przyczyni się do redukcji występującej na rynku świadectw pochodzenia nadpodaży, prowadząc do jego zbilansowania i przywrócenia równowagi podażowo-popytowej.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
208.	art. 5	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 5 wnosimy, aby:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• w ust. 1 pkt 3 otrzymał brzmienie: „3) w pkt 1,1a,6 i 6a ustawy zmieniającej w art. 1 wynosi 3 045 120 MWh, a jej wartość wynosi 2 222 937 600 zł”,</li> <li>• w ust. 2 pkt 3 otrzymał brzmienie: „3) pkt. 7 i 7a ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 4 048 917 MWh, a jej wartość wynosi 2 591 307 264 zł”,</li> </ul>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Nie uwzględniono z uwagi na zaakceptowanie postulatu rozszerzenia systemu FIT i FIP do mocy 2,5MW.

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• ust. 1. pkt 1) otrzymał brzmienie: „pkt 2 – 4a i 8 – 13 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 1 120 000 MWh, a jej wartość wynosi 694 400 000 zł”</li> <li>• ust. 3. pkt 1) otrzymał brzmienie: „pkt 2 – 4a i 8 – 13 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł”</li> <li>• ust. 5. pkt 1) otrzymał brzmienie: „pkt 2 – 4a i 8 –13 ustawy zmienianej w art. 1, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł”.</li> </ul> <p>Zmiana ma na celu skorygowanie ilości oraz wartości energii elektrycznej, która może być sprzedana w roku 2019 przez istniejące instalacje biogazowni rolniczych. Zaproponowany wolumen ilości energii elektrycznej odzwierciedla przewidywaną produkcję energii elektrycznej około 90 biogazowni rolniczych znajdujących się w rejestrze KOWR funkcjonujących w systemie certyfikatów, biorąc pod uwagę pozostały czas objęcia ich systemem wsparcia.</p> <p>Ze względu na fakt iż System Certyfikatów Biogazowych („Błękitnych”) nie jest notyfikowany, a więc stanowi niedopuszczalną pomoc publiczną i w obecnym kształcie będzie raczej trudny do notyfikacji, dalsze pozostawanie biogazowni rolniczych w tym Systemie stwarza dla tych instalacji nieakceptowalne ryzyko, a dodatkowo uniemożliwia uzyskanie finansowania bankowego na jakąkolwiek modernizację lub rozbudowę biogazowni. Jedynym rozwiązaniem, zgodnym zresztą z deklaracjami Ministerstwa Energii z II połowy 2016r dotyczącymi długofalowego wsparcia biogazowni rolniczych, jest jak najszybsza migracja wszystkich biogazowni rolniczych do Nowego Systemu Wsparcia OZE (Taryfy FIP/FIT i Aukcje).</p> <p>Dodatkowo z racji na fakt wygaśnięcia dotychczasowego wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (Żółte Certyfikaty) z dniem 1 stycznia 2019 roku, istnieje konieczność przeniesienia wszystkich instalacji tego typu do Nowego Systemu Wsparcia OZE. Dodatkowo z racji na fakt wygaśnięcia dotychczasowego wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (Żółte Certyfikaty) z dniem 1 stycznia 2019 roku, istnieje konieczność przeniesienia wszystkich instalacji tego typu do Nowego Systemu.</p> <p>Aдекватne wolumeny na rok 2019 są, poza cenami referencyjnymi odzwierciedlającymi LCOE istniejących biogazowni, są kluczowe - zwłaszcza dla instalacji o mocy &gt;1MW, które nie mogą skorzystać z Systemu Taryf FIP/FIT - dla sprawnej migracji tych instalacji do Nowego Systemu.</p> <p>Aby skutecznie wygasic Stary System, z racji na wymóg odrzucenia w każdej aukcji 20% najdroższych ofert, w ciągu 2019r powinny odbyć się 2 aukcje migracyjne; pierwsza jak najszybciej i na pełny wnioskowany w tej poprawce wolumen. Pozostałe (po obu aukcjach migracyjnych) kilka biogazowni mogłoby być przeniesione z początkiem 2020r do Nowego Systemu w uproszczonym trybie uzgodnionym z Komisją Europejską.</p> <p>Należy podkreślić, iż biogazownie rolnicze pełnią wiele dodatkowych funkcji, poza wytwarzaniem samej energii elektrycznej tj. utylizowanie odpadów, wytwarzanie ekologicznego ciepła, a wszelkie wymienione obawy i problemy przekładają się na stabilność prowadzonych działalności.</p>	
--	--	--	---	--

			Pozostałe proponowane zmiany mają charakter doprecyzowujący. Art. 5 ust. 1 litera 1), ust. 3 litera 1) i ust. 5 litera 1) określa maksymalną ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Zatem wskazywanie instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt. 14, czyli instalacji o „łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji” jest błędne.	
209.	art. 5 ust. 2 pkt 4	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa	Zgodnie z art. 5 ust. 2 pkt 4 Projektu, maksymalna ilość energii elektrycznej, która może zostać sprzedana na aukcji migracyjnej z instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego oraz wyłącznie energię wiatru na lądzie wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi 0 zł. Z punktu widzenia odbiorców, oznacza to że ustawodawca rezygnuje z możliwości zmniejszenia kosztu starego systemu wsparcia opartego na certyfikatach dla największej grupy jego obecnych beneficjentów – tj. wytwórców istniejących o mocy powyżej 1 MW. W ocenie Izby, zwiększenie wolumenu aukcji migracyjnych wraz z jednoczesnym obniżeniem obowiązku umorzenia certyfikatów doprowadzić może do istotnego zmniejszenia kosztów przy jednoczesnym poszanowaniu praw inwestorów w projekty OZE. W związku z powyższym, Izba proponuje zwiększenie maksymalnej ilości energii elektrycznej oraz budżetu na aukcji dla istniejących źródeł wytwórczych z pkt 17 i 22 Ustawy.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
210.	art. 5 ust. 3 pkt 1	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Art. 5 ust. 3 pkt 1 Projektu – wolumen aukcyjny dla instalacji biogazowych < 1 MW. Dodatkowo, mając na uwadze wolumeny przewidziane dla nowych instalacji biogazowych o mocy nie większej niż 1 MW, które zostały dopuszczone do aukcji w 2018 r., a także biorąc pod uwagę ilość obecnych na rynku projektów biogazowych, niezrozumiała jest dla nas decyzja o całkowitej redukcji wsparcia w ramach systemu aukcyjnego dla tego sektora i brak dedykowanego małym instalacjom biogazowym wolumenu.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
211.	art. 5 ust. 3 pkt 4	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust.1 ustawy zmienianej w art. 1 oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5: 5) 16 i 21 wynosi 15 000 000 MWh a jej wartość wynosi 5 250 000 000,00 zł Uzasadnienie: Zwiększenie wolumenu energii dla instalacji PV przy niewielkim wzroście budżetu – zmniejszenie planowanej do sprzedaży maksymalnej ilości energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych o ponad 50% względem projektu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 20 grudnia 2018r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>

			która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019r. daje negatywny sygnał inwestorom i jest sprzeczny z założeniami projektu PEP 2040 dlatego postulujemy o zwiększenie wolumenu o 2TWh przy niewielkim wzroście budżetu. Aukcje dla źródeł PV w poprzednich latach pokazały, że jest to bezsprzecznie najliczniej reprezentowana technologia, jeśli chodzi o ilość projektów zgłoszonych do aukcji co powodowało dużą konkurencję i pociągało za sobą spadek oferowanych cen. Według danych publikowanych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych przedstawiających podmioty ubiegające się o warunki przyłączenia do sieci obecnie na rynku jest ponad 2,5 GW w projektach solarnych z kwartalnym wzrostem na poziomie ok. 250 MW.	
212.	art. 5 ust. 4 pkt 4	Windmatik Kamil Kasner sp. k.	Wnosimy o zwiększenie wolumenu i wartości energii wskazanych w §5 ust. 4 pkt. 4 Ustawy dla projektów elektrowni wiatrowych powyżej 1 MW. Zwiększenie wolumenu i wartości energii pozwoli na pełne wykorzystanie oraz na zrealizowanie projektów elektrowni wiatrowych posiadających ostateczne pozwolenia na budowę, a także obniży ceny energii. Szacuję się, że obecnie jest ok. 3,5 GW projektów wiatrowych, które mogą zostać wybudowane po wygraniu aukcji. Dodatkowo biorąc pod uwagę fakt, że tylko niewielki wolumen projektowanych farm wiatrowych posiadających ostateczne pozwolenia na budowę został „zakontraktowany” w aukcji mającej miejsce 5 listopada 2018 r., należy uznać, że na rynku pozostaje projektów wiatrowych o mocy ok. 2,5 GW. Projekty te mogą zapewnić na 15 lat duże wolumeny energii i także cena tej energii będzie znaczenie niższa od cen rynkowych. Potwierdza to średnia cena energii z aukcji z 2018 r. za jaką będą sprzedawać „wygrani” wytwórcy energii z turbin wiatrowych - wyniosła ona niecałe 200 zł od MWh, czyli jest to cena o wiele niższa (o ok. 120 zł) od obecnych cen energii na Towarowej Giełdzie Energii.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
213.	art. 5 ust. 4 pkt 4	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Art. 5 ust. 4 pkt 4 – wolumen aukcyjny dla instalacji wiatrowych > 1 MW Odwołując się do treści uzasadnienia Projektu przewidującego przyrost mocy w energetyce wiatrowej na lądzie w instalacjach o mocy większej niż 1 MW wynoszący 2,5 GW oraz licznych doniesień medialnych dotyczących planowanego zakupu energii z tego źródła, postulujemy dostosowanie przepisów Projektu tak, by maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej określona w art. 5 ust. 4 pkt 4 odzwierciedlała wartości wskazane w uzasadnieniu, pozwalając tym samym na wybudowanie instalacji o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej w przybliżeniu 2500 MW.	<b>Uwaga przyjęta</b>
214.	art. 5 ust. 4 pkt 4	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Konieczność zwiększenia ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji dla lądowych elektrowni wiatrowych powyżej 1 MW. Zgodnie z art. 5 ust. 4 pkt 4) Projektu maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5 wyniesie dla lądowych elektrowni wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych 91 470 000 MWh, a jej wartość wyniesie 26 164 500 000 zł. W uzasadnieniu Projektu (tabela s. 4) wskazano, że przyrost mocy po aukcji 2019 r. dla	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>lądowych elektrowni wiatrowych powyżej 1 MW wyniesie 2 500 MW. Biorąc pod uwagę roczny współczynnik produktywności typowych turbin instalowanych w farmach, które wygrają najbliższą aukcję, wynoszący na podstawie obliczeń PSEW ok. 3000 h, przy obowiązującym na podstawie ustawy o OZE okresie wsparcia równym 15 lat, maksymalna ilość energii elektrycznej z OZE, która może zostać sprzedana w drodze aukcji, tak aby osiągnąć wskazany przez Projektodawców przyrost mocy tylko z lądowych farm wiatrowych powyżej 1 MW powinna wynosić ok. 112 500 000 MWh (3000 h x 15 lat x 2500 MW = 112 500 000 MWh). Podana w Projekcie maksymalna ilość energii elektrycznej, która ma być sprzedana na aukcji odpowiada (zakładając przyrost mocy zainstalowanej o 2500 MW i zgłoszenie całej produkcji na aukcji, co biorąc pod uwagę zaproponowaną w projekcie korektę sposobu rozliczania salda jest prawdopodobne) produktywności turbin wynoszącej ok. 2450 h, co jest wartością znacznie mniejszą od produktywności charakteryzującej obecnie działające turbiny, a tym bardziej znacznie mniejszą od modeli, które będą dopiero instalowane poczet przyszłej aukcji.</p> <p>Wnosimy zatem o odpowiednią korektę zarówno ilości jak i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2019 r. zawartych w art. 5 ust. 4 pkt 4) Projektu, tak aby faktycznie odpowiadały one deklarowanemu przez Projektodawców przyrostowi mocy z lądowych farm wiatrowych w wysokości 2 500 MW. Uważamy, że rozwiązania legislacyjne powinny promować instalowanie jak najnowocześniejszych i jak najbardziej wydajnych urządzeń o mniejszym oddziaływaniu na środowisko.</p>	
215.	art. 5 ust. 5 i 6	Energa S.A.	Brak aukcji OZE dla zmodernizowanych MEW. W naszej ocenie istnieje potencjał instalacji, które mogłyby zostać zmodernizowane w drodze aukcji.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
216.	art. 5a ( <u>propozycja</u> <u>dodania</u> )	Konfederacja Lewiatan Rada OZE, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	<p>Proponujemy dodać dodatkowy przepis przejściowy (art. 5a) w brzmieniu:</p> <p>„1. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy art. 79 ust. 9-11 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.</p> <p>2. Do wytwórców, o których mowa w ust. 1, którzy rozpoczęli sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji w ramach systemu aukcyjnego przed wejściem w życie niniejszej ustawy przepisy art. 79 ust. 9-11 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się odpowiednio, przy czym w takim przypadku aktualizacja oferty może być dokonana w nieprzekraczalnym terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy.</p> <p>3. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte w 2018r, stosuje się przepisy art. 79 ust. 3 pkt.8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.”</p> <p>Zmiany umożliwiają uczestnikom aukcji rozstrzygniętych przed dniem wejścia w życie niniejszej nowelizacji skorzystanie z możliwości jednorazowej aktualizacji oferty w zakresie harmonogramu sprzedaży energii elektrycznej w trakcie okresu wsparcia. Zastosowane rozwiązanie jest analogiczne do rozwiązania dla aukcji rozstrzygniętych po wejściu w życie nowelizacji ustawy.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości stosowania przez MSZ

			Celem poprawki w ust. 3 jest wydłużenie w przepisach przejściowych terminów realizacji przez wytwórców po aukcjach w 2018r. Wydłużenie terminu na realizację zwiększy prawdopodobieństwo zrealizowania istotnej części instalacji z dotychczas rozstrzygniętych aukcji przez wszystkich zwycięzców.	
217.	art. 8	Energa S.A.	Aukcje przeprowadzane poza Internetową Platformą Aukcyjną. Brak stosowania elektronicznych aukcji ogranicza możliwości ich uczestników, związane np. z możliwością wycofania lub korekt składanych ofert.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
218.	art. 8a ( <u>propozycja dodania</u> )	PGE S.A.	Postulujemy dodanie art.8a – przepisu przejściowego. Celowe jest wprowadzenie przepisów przejściowych określających, że możliwość aktualizacji deklaracji FIT/FIP oraz aktualizacji oferty dotyczą również deklaracji złożonych przed wejściem w życie nowelizacji oraz ofert, które przed tą datą wygrały aukcję.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości stosowania przez MSZ
219.	art. 8a ( <u>propozycja dodania</u> )	PSE S.A.	Dodaje się art. 8a w brzmieniu: „Art. 8a. 1. W umowach o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, na podstawie których nie zrealizowano przyłączenia do sieci do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, w których termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej przypada przed dniem 31 stycznia 2020 r., termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej podlega przedłużeniu do dnia 31 stycznia 2020 r., jeżeli wytwórca w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy złoży do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego wniosek o zmianę harmonogramu przyłączenia. 2. Zasady określone w ust. 1 nie wyłączają możliwości ustalenia terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 7 ust. 2a pkt 1) ustawy zmienianej w art. 3. 3. Uchybienie terminowi na złożenie wniosku, o którym mowa w ust. 1, zwalnia przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku dostosowania harmonogramu przyłączenia do wymagań niniejszej ustawy. 4. Zmiana umowy o przyłączenie w zakresie harmonogramu przyłączenia, o której mowa w ust. 1, powinna nastąpić w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego przez wytwórcę. 5. W sprawach spornych dotyczących odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne dokonania zmiany umowy o przyłączenie w zakresie harmonogramu przyłączenia, o której mowa w ust. 1, stosuje się przepisy art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu. 6. W przypadku dokonania zmiany terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, niedostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w terminie wskazanym w umowie o przyłączenie stanowi podstawę do wypowiedzenia umowy o przyłączenie, niezależnie od postanowień umowy o przyłączenie. 7. W przypadku wypowiedzenia umowy o przyłączenie, na podstawie ust. 5, wytwórca jest zobowiązany do zapłaty na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

			<p>opłaty w wysokości poniesionych przez to przedsiębiorstwo nakładów na budowę przyłącza, w tym nakładów na rozbudowę sieci elektroenergetycznej związanej z przyłączeniem, oraz zobowiązań tego przedsiębiorstwa energetycznego wobec osób trzecich powstałych w związku z wypowiedzeniem umowy o przyłączenie. Jeżeli koszty poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej są niższe od dokonanej wpłaty tytułem opłaty za przyłączenie do sieci, przedsiębiorstwo to niezwłocznie zwraca różnicę.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Przepis zastępuje zawartą w art. 1 pkt 30 zmianę art. 192 ustawy o odnawialnych źródłach energii.</p> <p>W zmianie art. 19e nie była jasna intencja, dlaczego termin na dostarczenie po raz pierwszy energii nie mógłby przypadać przed dniem 1 stycznia 2020 r., w przypadku gdy byłoby to korzystne dla wytwórcy. Zaproponowane brzmienie, w tych przypadkach prowadziło do blokowania inwestycji, która mogłaby zostać oddana do eksploatacji przed tą datą. Z uwagi na powyższe, zmiany harmonogramu umowy o przyłączenie powinny następować na wniosek wytwórcy, a nie stanowić w każdym przypadku obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego.</p> <p>Proponuje się także określenie terminu na złożenie przez wytwórcę wniosku o zmianę harmonogramu, w taki sposób aby jak najszybciej przeciąć stan niepewności prawnej zarówno po stronie przedsiębiorstw energetycznych, jak i wytwórców.</p> <p>Mając na uwadze okoliczność, że nie wszystkie umowy o przyłączenie mogą zawierać postanowienia określające warunki ich wypowiedzenia w przypadku niedostarczenia w terminie energii do sieci po raz pierwszy, proponujemy wprowadzenie możliwości wypowiedzenia takiej umowy na podstawie ustawy.</p>	
220.	art. 9	Energa S.A.	<p>Sugeruje się weryfikację i ujednoczenie treści Projektu oraz jego uzasadnienie ponieważ pojawiają się dwa terminy wejścia w życie: (i.) 1 kwietnia 2019 r. oraz (ii.) 14 dni od dnia ogłoszenia. W uzasadnieniu Projektu dot. art. 9 (wejście w życie) na str. 18 podano datę 1 kwietnia 2019 roku, natomiast na stronie 16 wskazano, że wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
221.	art. 9 ( <u>propozycja dodania</u> )	Stowarzyszenie Papierników Polskich	<p>Dodanie przepisu dostosowującego (nowy art. 9) z jednoczesnym dostosowaniem numeracji kolejnych artykułów ustawy nowelizującej (obecny art. 9 staje się art. 10): „Art. [9] Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 wygasają w dniu wejścia ustawy w życie.”</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
222.	art. 9 ( <u>propozycja dodania</u> )	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	<p>Po art. 8 dodaje się art. 9 w brzmieniu: „Art. 9. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed 14 lipca 2018 roku, którzy dokonali sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcji poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się przepis art. 168 pkt 15 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.”</p> <p>Uzasadnienie: Proponowany jest przepis przejściowy pozwalający na zastosowanie wobec uczestników aukcji z lat 2016 i 2017 przepisów ustawy o OZE w brzmieniu</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>



			nadany nowelizacją z dnia 7 czerwca 2018 w zakresie odstępstw od kar za niewytworzenie minimum 85 procent zaoferowanej ilości energii w przypadku, gdy niewytworzenie wynika z wymienionych w ustawie czynników obniżających zaplanowaną produkcję niezależnych od wytwórcy (np. susza, awaria). W obecnym stanie prawnym, w przypadku zaistnienia tych czynników, wytwórca może uniknąć kary za niespełnienie wymaganego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej, ale nie może uniknąć kary za niewytworzenie minimum 85% zaoferowanej energii. Zaproponowany przepis pozwoli zwycięzcom aukcji z lat 2016 i 2017 wnioskować o odstąpienie od wymierzenia kary i korzystać z tych samych praw w zakresie odstępstw od kar, z jakich mogą korzystać zwycięzcy aukcji z lat późniejszych.	
223.	art. 9 ( <u>propozycja</u> <u>dodania</u> )	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	W zakresie art. 8 ustawy proponujemy dodać art. 9 w brzmieniu: „Art. 9. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed 14 lipca 2018 roku, którzy dokonali sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcji poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się przepis art. 168 pkt 15 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.” Proponowany jest przepis przejściowy pozwalający na zastosowanie wobec uczestników aukcji z lat 2016 i 2017 przepisów ustawy o OZE w brzmieniu nadanym nowelizacją z dnia 7 czerwca 2018 w zakresie odstępstw od kar za niewytworzenie minimum 85 procent zaoferowanej ilości energii w przypadku, gdy niewytworzenie wynika z wymienionych w ustawie czynników obniżających zaplanowaną produkcję niezależnych od wytwórcy (np. susza, awaria). W obecnym stanie prawnym, w przypadku zaistnienia tych czynników, wytwórca może uniknąć kary za niespełnienie wymaganego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej, ale nie może uniknąć kary za niewytworzenie minimum 85% zaoferowanej energii. Zaproponowany przepis pozwoli zwycięzcom aukcji z lat 2016 i 2017 wnioskować o odstąpienie od wymierzenia kary i korzystać z tych samych praw w zakresie odstępstw od kar, z jakich mogą korzystać zwycięzcy aukcji z lat późniejszych.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
224.	OSR	Towarzystwo Elektrowni Wodnych	Założenia dokumentu OSR w odniesieniu do naszego sektora są nazbyt optymistyczne. O ile dojdzie w tym roku do uruchomienia EW Swinna Poręba i EW Malczyce, to zapewne uda się odwrócić trend spadku mocy zainstalowanej. Czy uda się w roku 2019 osiągnąć poziom z roku 2017? A potem z roku 2016? Prognozy na rok 2020 wyglądają na mocno zawyżone. Niestety, bilans mocy dodanych i utraconych w ostatnich dwóch latach był ujemny. Wbrew temu, co można znaleźć w odpowiedniej tabelce OSR, ale zgodnie z danymi URE. Trwałe przywrócenie trendu wzrostowego wymaga dziś rozszerzenia systemu FiP na elektrownie o mocy instalowanej do 5 MW. Nie dlatego, że elektrownie te stały się mało efektywne. Po prostu chodzi tu o obiekty wielozadaniowe, często zbiornikowe, o wysokich kosztach utrzymania części hydrotechnicznej <sup>1</sup> , w ostatnich kilkunastu pozbawione możliwości czerpania przychodów z pracy do jakiej zostały zaprojektowane i zbudowane. A przeznaczone były do pracy regulacyjnej – także podszczytowej i szczytowej. Praca taka była zawsze wyżej opłacana niż praca w	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>podstawie obciążenia. Paradoksalnie możliwości te ograniczono wtedy, gdy zaczęto uruchamiać rozwój energetyki słonecznej. Zachęta do dalszego zwiększania mocy instalowanej celem uzyskania cen gwarantowanych przez okres 15 lat nie jest rozwiązaniem długofalowym.</p> <p>Alternatywnym rozwiązaniem do propozycji jak wyżej, jest odejście od stosowania mocy instalowanej, jako kryterium dla stosowania niektórych przepisów prawnych. Przynajmniej w energetyce wodnej. Jedną z propozycji na ten temat przedstawiliśmy podczas niedawnej konferencji HYDRO 2018 w Gdańsku.</p>	
225.	art. 1 pkt 8 lit. g ( <u>propozycja dodania</u> )	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	<p>W art. 1 pkt 8 dodać literę „g” w brzmieniu: „g) po ust. 17 dodaje się ust. 18 w brzmieniu: „W przypadku wytwórców, o których mowa w ust. 8, przepisy art. 81 ust. 9 stosuje się odpowiednio.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Poprawka wprowadza w przypadku wytwórców, którzy otrzymali zaświadczenie w systemie FIT/FIP rozwiązania analogicznego jak w przypadku systemu aukcyjnego w zakresie utrzymania warunków przyłączenia po 4.05.2019.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
226.	art. 5 ( <u>propozycja dodania</u> )	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 5 wnosimy o dodanie dodatkowego ustępu w brzmieniu: „Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed 14 lipca 2018 roku, którzy dokonali sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcji poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się przepis art. 168 pkt 15 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.”</p> <p>Proponowany jest przepis przejściowy pozwalający na zastosowanie wobec uczestników aukcji z lat 2016 i 2017 przepisów ustawy o OZE w brzmieniu nadanym nowelizacją z dnia 7 czerwca 2018 w zakresie odstępstw od kar za niewytworzenie minimum 85 procent zaoferowanej ilości energii w przypadku, gdy niewytworzenie wynika z wymienionych w ustawie czynników obniżających zaplanowaną produkcję niezależnych od wytwórcy (np. susza, awaria). W obecnym stanie prawnym, w przypadku zaistnienia tych czynników, wytwórca może uniknąć kary za niespełnienie wymaganego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej, ale nie może uniknąć kary za niewytworzenie minimum 85% zaoferowanej energii. Zaproponowany przepis pozwoli zwycięzcom aukcji z lat 2016 i 2017 wnioskować o odstąpienie od wymierzenia kary i korzystać z tych samych praw w zakresie odstępstw od kar, z jakich mogą korzystać zwycięzcy aukcji z lat późniejszych.</p> <p>W art. 5 proponujemy dodać dodatkowe ust. x1-x3 w poniższym brzmieniu: „Art. 5. x1. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy art. 79 ust. 9-12 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. x2. Do wytwórców, o których mowa w ust. 1, którzy rozpoczęli sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji w ramach systemu aukcyjnego przed wejściem w życie niniejszej ustawy przepisy art. 79 ust. 9-12 w brzmieniu nadanym</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>niniejszą ustawą stosuje się odpowiednio, przy czym w takim przypadku aktualizacja oferty może być dokonana w nieprzekraczalnym terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy.</p> <p>x3. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte w 2018r, stosuje się przepisy art. 79 ust. 3 pkt.8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.”</p> <p>Zmiany umożliwiają uczestnikom aukcji rozstrzygniętych przed dniem wejścia w życie niniejszej nowelizacji skorzystanie z możliwości jednorazowej aktualizacji oferty w zakresie harmonogramu sprzedaży energii elektrycznej w trakcie okresu wsparcia. Zastosowane rozwiązanie jest analogiczne do rozwiązania dla aukcji rozstrzygniętych po wejściu w życie nowelizacji ustawy.</p> <p>Celem poprawki w ust. 3 jest wydłużenie w przepisach przejściowych terminów realizacji przez wytwórców po aukcjach w 2018r. Wydłużenie terminu na realizację zwiększy prawdopodobieństwo zrealizowania istotnej części instalacji z dotychczas rozstrzygniętych aukcji przez wszystkich zwycięzców.</p>	
227.	art. 70a ust. 2 i 3	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>W zakresie art. 1 pkt 13 lit b ustawy wnosimy o:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nadanie pkt 1 brzmienia: „2. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej: 1) łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 2,5 MW wykorzystującej wyłącznie do wytwarzania energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii: a) biogaz rolniczy albo b) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo c) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo d) biogaz inny niż określony w lit a-c,</li> <li>• wprowadzenie lit d zmieniającej art. 70a ust. 3 w brzmieniu: „3. Wytwórcy, o którym mowa w art. 70a ust. 2 i art. 70b ust. 9 pkt 2, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.”</li> </ul> <p>Zapis ten doprecyzowuje, że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje wytwórcom, o których mowa w art. 70a ust. 1 i 2, dokonującym sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5 i jest tożsama z zapisem w art. 93 ust. 2.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
228.	art. 72a ust. 7 (propozycja zmiany)	Konfederacja Lewiatan Rada OZE	<p>Proponujemy dodać analogiczną zmianę w art. 72a ust. 7: „7. W przypadku wygrania aukcji przez wytwórcę, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, 15-letni okres sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii objętej systemem aukcyjnym rozpoczyna się od dnia sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej po dniu wygrania danej aukcji przez tego wytwórcę i trwa nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2039 r.”</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

**Ciąg dalszy tabeli uwag:**

Lp.	Jednostka redakcyjna	Podmiot, który przedstawił stanowisko	Stanowisko/opinia podmiotu	Stanowisko ME
1.	Uwaga ogólna	Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie	Izba pozytywnie odbiera kierunki zmian zawarte w przedmiotowej nowelizacji. Jednakże w ocenie Izby dalej idących, korzystnych zmian wymaga kwestia przyjętego w projekcie rozwiązania utrzymującego wysokość rynkową cen świadectw pochodzenia na poziomie skorelowanym z kosztami wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii. Izba wskazuje, że przyjęte w projekcie rozwiązanie powoduje, że ceny zielonych certyfikatów będą w dalszym ciągu na zbyt niskim poziomie.	<b>Uwaga przyjęta</b>
2.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Dobra Energia Miasta	<p>Proponowane zmiany zlikwidują pewne problemy na rynku OZE, jednak nie poprawia warunków dla dużej grupy potencjalnych prosumentów, tj. odbiorców z budynków wielorodzinnych zarządzanych przez wspólnoty i Spółdzielnie mieszkaniowe. Szybkiego rozwój energetyki prosumeckiej., dotyczy w większości domów jednorodzinnych i obiektów będących własnością przedsiębiorstw. Instalacje PV na budynkach wielorodzinnych to ogromna rzadkość.</p> <p>Dachy budynków mieszkalnych to idealne miejsce dla instalacji PV. Barrier dla rozwoju takich instalacji jest niskie zużycie energii na potrzeby nieruchomości wspólnej, przez co instalacje są mało opłacalne. Zarówno w 2018 r. jak i w prognozie na 2019 r. wskazano, że najszybszy przyrost mocy OZE przewidywany jest w sektorze mikro i małych instalacji PV. Ten przyrost mógłby być znacznie większy, gdyby do grupy prosumentów dołączyły budynki wielorodzinne.</p> <p>Obecne regulacje są najmniej korzystne dla budynków zarządzanych przez Wspólnoty Mieszkaniowe, ze względu na skalę i formę prawną. Najmniej opłacalne są instalacje w budynkach niskich, w których nie ma wind, gdyż zużycie energii elektrycznej części wspólnej jest bardzo niskie. Dlatego należy znaleźć instrumenty, które zwiększą atrakcyjność takich inwestycji. Może to być większe zwolnienie opłat, szczególnie opłat przesyłowych dla wytwórców i odbiorców w jednym budynku – relacja wspólnota (prosument) - właściciele lokali (odbiorcy).</p> <p>Włączenie w proces transformacji energetycznej mieszkańców domów wielorodzinnych, powoli unikać Polsce problemów, które pojawiły się. W Niemczech, gdzie mieszkańcy miast w dużej mierze ponieśli koszty transformacji energetycznej, nie mając możliwości skorzystania z profitów.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
3.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Art. 3 wprowadza zmiany w ramach ustawy Prawo Energetyczne w zakresie możliwości udzielenia po raz pierwszy koncesji dla danej instalacji tylko w przypadku, gdy urządzenia służące do wytwarzania energii zostały wyprodukowane nie później	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>niż w terminie 48 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji. Zrozumiałym jest, iż Państwo nie będzie wspierać instalacji wybudowanych w oparciu o „stare” urządzenia, nie zrozumiałe jest jednak dlaczego bez udziału w dotowanych przez Państwo systemach wsparcia, nie będą mogły powstawać instalacje w skład których będą wchodzić urządzenia starsze niż 48 miesięcy. Nowelizacja Ustawy o OZE mówi jedynie o koncesji na prowadzenie działalności, nie odnosi się natomiast do wpisu do rejestrów wytwórców w małej instalacji, który muszą uzyskać instalacje OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 0,500 MW – czy rozróżnienie instalacji jest zamierzone ?</p>	
4.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>Proponuje się wydzielenie odrębnego koszyka dla instalacji wykorzystujących wyłącznie energie promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej. Obecnie instalacje te są w jednym koszyku z elektrowniami wiatrowymi na lądzie. Sytuacja ta powoduje, że w przypadku aukcji dla jednostek o mocy powyżej 1 MW, przy obecnym poziomie cen referencyjnych (285 zł/MWh dla elektrowni wiatrowych i 350 zł/MWh dla elektrowni fotowoltaicznych) oraz obecnym potencjale projektów elektrowni wiatrowych mogących wziąć udział w aukcji OZE, elektrownie fotowoltaiczne nie są w stanie konkurować w jednym koszyku z elektrowniami wiatrowymi. Sytuacja ta blokuje możliwość rozwoju dużych elektrowni fotowoltaicznych. Proponujemy wydzielenie odrębnego koszyka dla instalacji fotowoltaicznych przełożyłoby się na efektywny udział dużych (o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW) projektów elektrowni fotowoltaicznych w aukcji w 2019 roku a tym samym na przyrost nowych mocy wytwórczych OZE zbliżający Polskę do wypełnienia celu 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Wysokość nakładów inwestycyjnych na realizację dużych elektrowni PV powoduje, że pozostając w jednym koszyku z elektrowniami wiatrowymi instalacje te nie mają szans na złożenie konkurencyjnej oferty sprzedaży energii.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b> Proponowane rozwiązania zostaną wypracowane w ramach grupy roboczej i będą przedmiotem prac legislacyjnych kolejnej nowelizacji, zaplanowanej na drugą połowę tego roku.</p>
5.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	<p>Towarzystwo Obrotu Energią (TOE) pozytywnie ocenia uzależnienie poziomu opłaty zastępczej (stanowiącej pułap cenowy dla certyfikatów) od rynkowych cen energii elektrycznej publikowanych przez Prezesa URE. Naszym zdaniem celowe jest także uchylenie art. 72a, dotyczącego obowiązku sprzedaży energii elektrycznej do sieci i jej sprzedawania na giełdzie towarowej lub rynku przez istniejące instalacje, które planują udział w aukcjach dla nowych instalacji. Klauzule te wychodzą naprzeciw dyskutowanym w ostatnich miesiącach i w efekcie postulowanym przez TOE zmianom w ustawie o odnawialnych źródłach energii (ustawie o OZE), wynikającym przede wszystkim z doświadczeń rynkowych Członków TOE.</p> <p>Duże wątpliwości pozostawia jednak krótkoterminowa perspektywa kształtowania się obowiązku umarzania świadectw pochodzenia. Dla przedsiębiorstw obrotu istotne jest zwłaszcza określenie ścieżki zmian obowiązku zakupu i umorzenia świadectw na kolejne, po 2020 roku, lata. Umożliwiłoby to podmiotom zobowiązanym planowanie zakupu świadectw pochodzenia po cenach konkurencyjnych już na lata następne. Spowodowałoby to efektywne obniżenie kosztów obciążenia systemem wsparcia odbiorców końcowych. Obowiązek mógłby być określony poprzez podanie jego</p>	<p><b>Uwaga przyjęta</b></p>

			<p>maksymalnej wysokości, korygowanej następnie w oparciu o wyniki „przechodzenia” instalacji OZE z systemu certyfikatów do systemu aukcyjnego i o efekty wygasania uprawnień instalacji OZE do otrzymywania certyfikatów. Ewentualnie obowiązek mógłby zostać określony poprzez prognozowane wysokości minimalne i maksymalne jego wysokości w poszczególnych latach w możliwie długiej perspektywie.</p>	
6.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<p>Niemniej jednak pragniemy zwrócić uwagę Ministerstwa, że nadal niedostatecznie doceniana jest rola biogazu, w szczególności jako:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. źródła energii ciepłej zużywanej miejscowo do ogrzewania obiektów w bezpośrednim sąsiedztwie biogazowni;</li> <li>b. źródła energii ciepłej zużywanej miejscowo do ogrzewania obiektów oddalonych, połączonych dedykowaną infrastrukturą przesyłową;</li> <li>c. źródła energii wykorzystywanej w lokalnym transporcie;</li> <li>d. sposobu na stabilizację systemu energetycznego poprzez magazynowanie nośnika energii w zbiornikach i uruchamianie generatorów w okresie szczytowego zapotrzebowania lub deficytu generacji z innych źródeł;</li> <li>e. sposobu na magazynowanie nośnika energii wykorzystywanej do produkcji przez lokalny generator energii elektrycznej w stacji ładowania w tzw. punktach szybkiego ładowania samochodów elektrycznych;</li> </ul> <p>- wymienione przypadki oznaczają możliwość poważnej oszczędności nakładów inwestycyjnych na aparaturze do oczyszczania poprzez dobranie charakterystyki palników do składu syngazu. Warto jednak podkreślić, że w wymienionych przypadkach rozwiązania konwencjonalne (np. kopalne nośniki energii) mają przewagę przez powszechność i tym samym ograniczenie ryzyka związanego z incydentalnym charakterem danego rozwiązania. Ponadto, paliwa kopalne są obecnie tańsze od biopaliw. Dodatkowo, certyfikacja jest czynnością kłopotliwą i kosztowną, a nie zachowanie tego rygoru powoduje, że dane rozwiązanie nie będzie zaliczane do realizacji celu OZE. Jeśli nie będzie występował dodatkowy czynnik wsparcia dla rozwoju, tego typu instalacje takie nie będą powstawały.</p>	Uwaga przyjęta
7.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<p>W toku konsultacji ww. projektu i w kontekście potencjału rozwoju projektów biogazowych, warta zasygnalizowania jest również potrzeba stworzenia mechanizmu promującego wydzielenie i zbieranie z odpadów domowych biomasy nadającej się do fermentacji. Wydaje się, że obecnie przeważająca część tego typu odpadów pozostaje nie wyselekcjonowana i trafia na wysypiska wraz z elementami nie nadającymi się do recyklingu. Istniejący potężny potencjał produkcji biogazu w Polsce wymaga zdecydowanej polityki odpadowej zawierającej również elementy motywujące.</p>	Uwaga przyjęta
8.	Uwaga ogólna	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,	<p>PPCC uważa, że efektem nowelizacji będzie załamanie i destabilizacja rynku świadectw pochodzenia, zanik obrotu tym instrumentem i drastyczny spadek cen. Przy założeniu wzrostu cen energii na rynku konkurencyjnym w 2019 r. do poziomu 240 zł/MWh opłata zastępcza w 2020 r. spadnie już do poziomu 70 zł/MWh. Taki mechanizm stanowi całkowite odejście od czasowych zasad systemu zielonych certyfikatów. Nawet nowelizacja Ustawy o OZE z września 2017 r. obniżająca opłatę zastępczą stanowiła mniejsze zagrożenie, gdyż wyznaczała rosnącą perspektywę</p>	Uwaga przyjęta

		<p>Polsko-Hiszańska Izba Gospodarcza PHIG</p>	<p>poziomu opłaty a tym samym cen certyfikatów, co zachęcało do handlu i ożywiało rynek.</p> <p>Obecny projekt ustawy zdestabilizuje rynek zielonych certyfikatów i w sytuacji wciąż istniejącej nadpodaży, zbliżonej do rocznego popytu, doprowadzi do drastycznych spadków cen. Uczestnicy rynku kierując się perspektywą spadającej w kolejnych latach opłaty zastępczej nie będą skłonni do kupowania i utrzymywania zielonych certyfikatów.</p> <p>Dodatkowo ceny energii z roku poprzedniego są rzadko skorelowane z cenami bieżącymi. To spowoduje, że faktyczny poziom przychodu będzie znacząco zmienny i różny od założonego w projekcie ustawy. Utrudni to planowanie pracy jednostek wytwórczych (w szczególności biomasowych).</p> <p>Powyższe okoliczności będą miały także daleko idące konsekwencje dla produkcji energii ze spalania biomasy, co doprowadzi do dalszego spadku cen biomasy i uderzy w polskich wytwórców zmuszając ich do zaprzestania produkcji. W konsekwencji spadnie produkcja energii odnawialnej z biomasy i pogłębi się luka w realizacji celu OZE na 2020 r.</p> <p>Przypomnieć również należy, że uzasadnieniem dla wprowadzenia poprzedniej zmiany w art. 56 ustawy o OZE, która została wprowadzona w życie zaledwie 1,5 roku temu, było uelastycznienie rynku zielonych certyfikatów oraz w perspektywie długoterminowej zmniejszenie nadpodaży certyfikatów na tym rynku. Jednocześnie jako zaletę przyjętego rozwiązania polegającego na urynkowaniu jednostkowej opłaty zastępczej, która według pomysłodawców miała odzwierciedlać również rynkowy poziom cen świadectw pochodzenia, podawano jej funkcję wyznaczenia swoistej ceny maksymalnej świadectw pochodzenia, którą mogli uzyskać wytwórcy energii elektrycznej z OZE. W konsekwencji mechanizm miał zapobiegać nadwsparcie podmiotów uprawnionych. Takie samo uzasadnienie projektodawca powołuje w odniesieniu do Projektu podnosząc, że wzrost cen energii i wzrost cen praw majątkowych mogą spowodować wzrost przychodów wytwórców OZE ponad uzasadniony ekonomicznie poziom powodując nadwsparcie. To z kolei, jak czytamy w uzasadnieniu do Projektu, może spowodować wysokie koszty systemu, które zostaną przeniesione na odbiorców. Tymczasem dokładnie temu samemu zjawisku, zgodnie z ówczesnym uzasadnieniem, miała zapobiegać poprzednio wprowadzona zmiana mechanizmu przewidzianego w art. 56. Miał on okazać się korzystny dla odbiorców końcowych chroniąc ich przed nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej.</p>	
9.	Uwaga ogólna	<p>Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,</p>	<p>Kolejna zmiana w art. 56 ustawy o OZE oznaczać będzie ponowną niedopuszczalną i w świetle powyższych argumentów nieuzasadnioną ingerencję w prawa przyznane inwestorom, podważając ich zaufanie do państwa i podminowując rentowność ich projektów.</p> <p>Podsumowując, przyjęcie Projektu w obecnym brzmieniu będzie zatem oznaczać silne wyhamowanie inwestycji w tanie źródła energii co oznacza skazanie Polski w perspektywie najbliższych lat na wysokie koszty energii oraz kary za niewypełnienie</p>	<p><b>Uwaga przyjęta</b></p>

		<p>Polsko-Hiszcpańska Izba Gospodarcza PHIG</p>	<p>zobowiązań unijnych. Dlatego PPCC postuluje usunięcie z Projektu propozycji zmiany art. 56 ustawy o OZE i pozostawienie dotychczasowego brzmienia tego przepisu. Propozycja Ministerstwa jest tym bardziej zdumiewająca, że, jak pokazały wyniki ostatniej aukcji, to energia z OZE, zwłaszcza z wiatru, jest najtańsza, a polska energetyka wymaga wielkich nakładów na zmianę miksu energetycznego w kierunku tanich źródeł energii.</p> <p>Mając na uwadze powyższe oraz wskazując skomplikowany charakter działania systemu świadectw pochodzenia, jako PPCC wnioskujemy o usunięcie proponowanej zmiany kalkulacji poziomu opłaty zastępczej, oraz rozpoczęcie szerokich analiz oraz konsultacji mających na celu wypracowanie mechanizmów stabilizacji finansowej istniejących instalacji, pozostających obecnie w systemie świadectw pochodzenia. PPCC od wielu lat podnosi konieczność podjęcia skutecznej interwencji na rynku świadectw pochodzenia, mającej na celu przywrócenie równowagi na tym rynku, niepowodującej dalszego pogarszania sytuacji inwestorów OZE, co będzie miało miejsce w przypadku przyjęcia propozycji zgłoszonych przez Projektodawców.</p>	
10.	Uwaga ogólna	<p>Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,</p> <p>Polsko-Hiszcpańska Izba Gospodarcza PHIG</p>	<p>PPCC pragnie również zwrócić uwagę, że Projekt w żaden sposób nie odnosi się do jednej z głównych barier dla rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, jaką jest ograniczenie lokalizacyjne wynikające z ustawy odległościowej. Utrzymanie zasady 10H w stosunku do lokalizowania elektrowni wiatrowych w stosunku do zabudowań mieszkalnych, a także form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych, jest nieuzasadnione żadnymi racjonalnymi względami interesu publicznego, ponadto nie spełnia też warunków konieczności i proporcjonalności.</p> <p>Zdaniem PPCC dotychczasowe przepisy ustanawiają wystarczające ramy prawne regulujące lokalizację i eksploatację lądowych farm wiatrowych, w tym w zakresie ich oddziaływania na środowisko i zachowania odpowiednich odległości od form ochrony przyrody.</p> <p>PPCC uważa, że w tej kwestii powinien co najmniej zostać wprowadzony mechanizm przywracający władztwo planistyczne samorządom gminnym, pozwalający gminom na przyjmowanie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego niższego kryterium odległościowego, ale wyłącznie pod warunkiem, że za przyjęciem takiego planu głos odda co najmniej 3/5 radnych. Tak wysoki próg zagwarantuje szeroką akceptację społeczności lokalnej dla inwestycji, eliminując jakiegokolwiek obawy w tym względzie.</p> <p>Należy wyraźnie przewidzieć w Projekcie propozycję, opisaną powyżej, poprzez dodanie w Projekcie nowego art. 4, z jednoczesną odpowiednią zmianą numeracji kolejnych artykułów w brzmieniu:</p> <p>Art. 4. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2016 r., poz. 961 ze zm.) wprowadza się następujące zmiany:</p> <p>1) w art. 4 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:</p> <p>1a. Odległość, o której mowa w ust. 1 pkt 1, może być zmniejszona w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego przewidującym lokalizację elektrowni wiatrowych, o ile uchwała rady gminy o przyjęciu takiego planu zapadnie większością 3/5 głosów w obecności co najmniej połowy ustawowego składu rady gminy.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>



11.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Lokalnych Inicjatyw Obywatelskich „WSPÓLNA SPRAWA”	<p>W dniu 28.02.2019 r. projekt ten został skierowany do konsultacji publicznych wg rozdzielnika, w którym nie wymieniono żadnej organizacji społecznej zrzeszającej mieszkańców przeciwnych zbyt bliskiej lokalizacji elektrowni wiatrowych od siedzib ludzkich. Ministerstwo Energii dysponuje bazą adresową tych organizacji ponieważ czynnie uczestniczyły w dotychczasowym procesie legislacyjnym ustawy odległościowej czy zmiany ustawy o OZE i projektów rozporządzeń.</p> <p>Uważamy, że termin konsultacji wynoszący tylko 7 dni nie służy pogłębieniu zaufania do działań rządu jak również założony bardzo krótki termin na zgłoszenie uwag w sprawie, która była przedmiotem protestów tysięcy mieszkańców z całej Polski narażonych na negatywne oddziaływanie elektrowni wiatrowych, stawia pod znakiem zapytania celowość takich konsultacji.</p> <p>Projekty wiatrowe, które wygrały aukcje z oczywistych względów nie spełniają podstawowego kryterium odległościowego zagwarantowanego w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Wprowadzona do polskiego porządku prawnego „ustawa odległościowa”, która zakłada minimalną odległość dla tych obiektów od zabudowy mieszkalnej i terenów cennych przyrodniczo, zdała swój egzamin w praktyce, gdyż uniemożliwia ona lokalizację farm wiatrowych w przypadkowych i zagrażających ludziom lokalizacjach. Jednak z uwagi na to, że ustawa nie mogła objąć swoimi regulacjami już wybudowanych i działających farm wiatrowych, niezbędne jest wprowadzenie dalszych regulacji prawnych, ściśle dedykowanych tego typu obiektom. Jest to o tyle istotne, że mimo kilkunastu lat rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, wciąż brakuje podstawowych regulacji środowiskowych odnoszących się do tych urządzeń i generowanego przez nie hałasu.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
12.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Lokalnych Inicjatyw Obywatelskich „WSPÓLNA SPRAWA”	<p>Należy również zaznaczyć, że ogłoszenie kolejnej aukcji na elektrownie wiatrowe jest sprzeczne z projektem „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP2040), który to projekt Ministerstwo Energii skierowało do publicznych konsultacji (w terminie do 15 stycznia 2019 r.), gdzie założono stosunkowo niewielki udział wiatraków na lądzie w docelowym krajowym mixie energetycznym. Resort energii założył, że wraz z zakończeniem okresu wsparcia finansowego dla technologii wiatrowej na lądzie w 2035 r., zakończy ona swoje funkcjonowanie, choć jednocześnie resort prognozuje, że udział OZE w finalnym zużyciu energii brutto wyniesie 21% w 2030 r. To bardzo dużo, zwłaszcza każdy kolejny procent więcej niestabilnej i niesterowalnej generacji wiatrowej w mixie energetycznym będzie generować problemy z zarządzaniem siecią elektroenergetyczną.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
13.	art. 2 pkt 11a ustawy OZE (propozycja <u>zmiany</u> )	Polska Izba Magazynowania Energii	<p>Proponowane zmiany umożliwiające realne powstanie instalacji hybrydowych: Art. 2. punkt 11a)</p> <p>hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, składający się z minimum dwóch urządzeń wytwórczych różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej albo</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>minimum jednego urządzenia wytwórczego i współpracującego z nim minimum jednego magazynu energii, pod warunkiem, że:</p> <p>a) Dla instalacji hybrydowej składającej się z dwóch niezależnych źródeł wytwórczych OZE żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, a w przypadku, gdy instalacja złożona jest z jednego urządzenia wytwórczego współpracującego z jednym lub więcej magazynami energii, moc takiego magazynu lub magazynów wynosi minimum 20% zainstalowanej mocy elektrycznej urządzenia lub urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tej instalacji hybrydowej;</p> <p>b) urządzenia wytwórcze wchodzące w skład tego zespołu mogą być wyposażone w jeden albo w kilka układów wyprowadzenia mocy, w ramach jednego albo kilku punktów przyłączenia;</p> <p>c) zespół ten jest zlokalizowany na obszarze jednego powiatu albo nie więcej niż 5 gmin graniczących ze sobą,</p> <p>- przy czym energia elektryczna oddawana z magazynu lub magazynów energii pracujących w ramach instalacji hybrydowej jest traktowana jako energia z odnawialnego źródła energii.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>1. Wykreślenie ograniczenia dla przyłączenia instalacji hybrydowej, które wprowadza obecny przepis w definiując przyłączenie do napięcia znamionowego sieci z nie wyższego niż 110 kV uniemożliwia zakwalifikowania jako instalacji hybrydowej większych urządzeń wytwórczych OZE, przyłączanych do sieci powyżej 110 kV.</p> <p>2. Intencją Ustawodawcy wydaje się stworzenie ram prawnych dla bardziej stabilnych urządzeń wytwórczych OZE. Obecne wymogi dla instalacji hybrydowych praktycznie uniemożliwiają powstawanie takich źródeł. Dodanie w definicji nowego rodzaju (jedno urządzenie wytwórcze współpracujące z magazynem energii) w połączeniu w atrakcyjną ceną referencyjną w oddzielnej aukcji OZE dla instalacji hybrydowych mogłoby spowodować realne zainteresowanie inwestorów budową takich instalacji.</p> <p>3. W przypadku rozszerzenia definicji instalacji hybrydowej, idea jest taka, żeby urządzenie wytwórcze OZE pracowało z magazynem energii w „układzie zamkniętym”, czyli magazyn jest ładowany z urządzenia wytwórczego i oddaje energię do sieci w momencie kiedy urządzenie wytwórcze OZE nie jest w stanie wytwarzać. Zalety takiego rozwiązania:</p> <p>a) większa przewidywalność produkcji z urządzenia wytwórczego OZE,</p> <p>b) lepsze dopasowanie do bieżących możliwości i zapotrzebowania na energię elektryczną</p> <p>w sieci do której instalacja hybrydowa jest przyłączona,</p> <p>c) urządzenie wytwórcze OZE ładuje magazyn w momencie kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną bezpośrednio ze źródła wytwórczego jest ograniczone (nie musi być odłączane),</p> <p>a następnie magazyn może oddawać energię do sieci w momentach większego zapotrzebowania,</p>	
--	--	--	---	--

			<p>d) do rozważenia możliwość świadczenia przez magazyn wchodzący w skład instalacji hybrydowych dodatkowych usług systemowych, które pozytywnie wpływałyby na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej.</p> <p>Dodatkowo usunięcie wymogu 3504 MWh/MW/rok umożliwiłoby stabilizowanie pracy magazynami energii źródeł PV i znacznej części elektrowni wiatrowych, które nie są w stanie osiągnąć takiej sprawności (PV zwyczajowo poniżej 1000 MWh/MW/rok oraz elektrownie wiatrowe poniżej 3000 MWh/MW/rok).</p>	
14.	art. 2 pkt 19a ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>W art. 1 pkt 1 po ppkt a) dodać ppkt aa) zmieniający art. 2 pkt 19a: modernizacja – proces inwestycyjny, którego celem jest:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego, lub</li> <li>- konwersja instalacji niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii lub instalacji spalania wielopaliwowego w wyniku której powstaje dedykowana instalacja spalania biomasy,</li> </ul> <p><u>Uzasadnienie:</u> Uważamy, że powyższe zmiany przy zaistnieniu sprzyjających warunków (odpowiednia wysokość ceny referencyjnej dla instalacji zmodernizowanych) pozwolą na rozważenie możliwości przeprowadzenia stosownych modernizacji co spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
15.	art. 40 ust. 1e ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>W art. 1 po pkt 2 dodać pkt 2a zmieniający art. 40 w ten sposób, że po ust. 1d dodaje się ust. 1e:</p> <p>1e. W przypadku, gdy sprzedawca zobowiązany ma rozpocząć realizację obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 41 ust. 1, art. 42 ust. 1, art. 70c ust. 2 oraz art. 92 ust. 1, od wytwórcy, z którym posiada już zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej, w sprawach spornych dotyczących dostosowania umowy, stosuje się przepisy art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Art. 8 ustawy – Prawo energetyczne przewiduje możliwość rozstrzygnięcia przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy, nie daje natomiast Prezesowi URE kompetencji do zmiany umowy w razie sporu. W efekcie w razie sporu pomiędzy wytwórcą a sprzedawcą zobowiązanym na tle dostosowania treści umowy do wybranego przez wytwórcę systemu wsparcia, strona zainteresowana rozstrzygnięciem sporu musiałaby najpierw rozwiązać umowę, a dopiero po jej rozwiązaniu zwrócić się do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu. Z powyższych względów należy dopuścić rozstrzygnięcie przez Prezesa URE również o sporach dotyczących dostosowania umowy do nowego systemu wsparcia oraz wydawania postanowień tymczasowych w trybie określonym w art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Przyjęto propozycję rozwiązania kwestii zgodnie z uwagą MPiT nr 45
16.	art. 47 ust. 2 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Towarzystwo Obrotu Energią	<p><u>Proponowana zmiana:</u> Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego będzie niższa od wartości</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego,

			<p>jednostkowej opłaty zastępczej określonej zgodnie z art. 56 dla roku kalendarzowego, którego dotyczy wykonanie obowiązku.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Istniejące w obecnym brzmieniu Ustawy o OZE wątpliwości interpretacyjne co do możliwości uiszczania opłaty zastępczej powodują, że podmioty zobowiązane do wykonania obowiązku nie mają pewności do jakiej stawki Oz oraz cen referencyjnych należy się odnosić realizując obowiązek umorzeniowy. Proponowana zmiana ma na celu doprecyzowanie, że realizacja obowiązku dotyczy roku kalendarzowego, za który wykonywany jest obowiązek. W przypadku jeśli cena roczna i miesięczna w roku kalendarzowym przekracza Oz dla tego roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, to w okresie 01.01.-30.06 roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek powinna istnieć możliwość uiszczania Oz. W odwrotnym przypadku nie powinno być tej możliwości.</p>	<p>który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
17.	<p>art. 47 ust. 7 ustawy OZE (proponycja zmiany)</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p>W art. 1 po pkt 3 dodać pkt 3a zmieniający art. 47 ust. 7:</p> <p>7. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku przez umorzenie świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, może wnieść opłatę zastępczą, o ile wykáže, że na sześciu sesjach od początku roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1, do 31 maja roku następnego, w zakresie określonym w art. 59 pkt 1 i 2, składał w transakcjach sesyjnych zlecenia kupna praw majątkowych wynikających ze:</p> <p>1) świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, ale nie nabył żadnych praw na tych sesjach z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw albo gdy kurs tych praw w danej sesji, wyrażony wartością indeksu dla transakcji sesyjnych publikowanego przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1, był wyższy niż obowiązująca w dniu sesji jednostkowa opłata zastępcza, o której mowa w art. 56;</p> <p>2) świadectw pochodzenia innych niż wymienione w pkt 1, ale nie nabył żadnych praw na tych sesjach z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw albo gdy kurs tych praw w danej sesji, wyrażony wartością indeksu dla transakcji sesyjnych publikowanego przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 był wyższy niż obowiązująca w dniu sesji jednostkowa opłata zastępcza, o której mowa w art. 56.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Przedmiotowa zmiana ma na celu przede wszystkim usunięcie drugiej z obowiązujących obecnie przesłanek skorzystania z prawa uiszczania opłaty zastępczej mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku przez umorzenie właściwych świadectw pochodzenia w postaci nie zawarcia na sesjach giełdowych żadnych transakcji dotyczących tych świadectw.</p> <p>Zarówno w teorii, jak i w praktyce przedmiotowa przesłanka rodzi istotne problemy. M. Szambelańczyk wskazuje, że można się przy tym zastanawiać, w jaki sposób należy wykazać okoliczności przewidziane w omawianym przepisie. (...) wykazanie, że na danej sesji nie zawarto żadnych transakcji giełdowych sesyjnych, może być utrudnione (M. Szambelańczyk – kom. do art. 47 Ustawy o OZE [w:] „Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Komentarz” pod red. J. Baehra, P. Lissonia, J. Pokrzywniaka i M. Szambelańczyka, Wolters Kluwer, 2016, str. 159). Realia rynkowe pokazują</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>natomiast, że na rynku o niewielkiej nawet płynności, zawsze mają miejsce jakieś transakcje. W konsekwencji skorzystanie z wyjątku przewidzianego w art. 47 ust. 7 Ustawy o OZE jest de facto niemożliwe.</p> <p>Drugą istotną zmianą jest zawarcie w proponowanej treści przedmiotowego przepisu wskazania wyższego kursu (wyrażonego wartością indeksu dla transakcji sesyjnych) właściwych praw majątkowych od poziomu jednostkowej opłaty zastępczej, jako okoliczności uzasadniającej brak zakupu właściwych praw majątkowych.</p> <p>Zmiana ta ma na celu osadzenie w czasie rzeczywistym, tj. w czasie którego dotyczy obowiązków nabywania i umarzania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, decyzji odnoszących się do tego obowiązku.</p> <p>Obecne brzmienie właściwych przepisów, w szczególności art. 47 ust. 3, 5 i 7 oraz art. 67 ust. 2 i 68 ust. 2 Ustawy o OZE skutkuje swoistym „oderwaniem” okresu, jakiego dotyczy obowiązek z art. 52 ust. 1 Ustawy o OZE (dany rok) od momentu, w którym określana jest zasadnicza przesłanka spełnienia w/w obowiązku poprzez nabycie i umarzenie przedmiotowych świadectw pochodzenia, tj. ogłoszenia rocznej ceny średniorazowej (początek roku następnego).</p> <p>W konsekwencji decyzje dot. nabywania właściwych świadectw pochodzenia nie są uzależnione od bieżącej sytuacji na rynku tych praw, tylko od poziomu rocznej ceny średniorazowej, która jest ogłaszana w przyszłości, i której poziomowi nie da się przewidzieć z uwagi na chwiejność rynku.</p> <p>Należy bowiem wskazać, że okoliczności, takie jak:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- nieznaną poziom obowiązku z art. 52 ust. 1 Ustawy o OZE w latach przyszłych (art. 60 Ustawy o OZE),</li> <li>- zmienny poziom podstawy w/w obowiązku związany z wielkością sprzedaży energii elektrycznej objętej obowiązkiem,</li> <li>- nieznaną wcześniej podaż praw majątkowych wynikającą z wahań cen i dostępności biomasy, wietrzności, potencjalnych aukcji migracyjnych do systemu aukcyjnego,</li> <li>- nieznaną poziom rocznej ceny Prezesa URE (z którą powiązana jest wartość jednostkowej opłaty zastępczej), uzależnioną od cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, regulacji krajowych, bilansu systemu etc. skutkują z znacznymi wahaniami cenowymi właściwych świadectw pochodzenia.</li> </ul> <p>W takim stanie rzeczy obecne regulacje nie tylko znacznie utrudniają bieżące podejmowanie decyzji w przedmiocie nabywania właściwych praw majątkowych, ale również niejako same przyczyniają się do zmniejszenia stabilności rynku praw majątkowych.</p> <p>W ocenie wnioskodawców proponowana zmiana art. 47 ust. 7 daje możliwość ustabilizowania sytuacji na rynku praw majątkowych.</p> <p>Dzięki jej wprowadzeniu podmiot zobowiązany będzie mógł skorzystać z instytucji opłaty zastępczej, ale tylko w sytuacji, kiedy udowodni, że nie mógł zakupić praw majątkowych na rynku regulowanym z powodu ich braku albo faktu, że ich bieżąca cena była wyższa niż poziom jednostkowej opłaty zastępczej.</p> <p>Proponowana regulacja umożliwi uczestnikom rynku reagowanie na zmiany popytu i podaży, spekulacyjne transakcje innych uczestników rynku lub zmiany kursów w</p>	
--	--	--	--	--

			<p>trakcie jednej sesji wywołane informacjami prasowymi (jak np. na sesji TGE w dniu 27.09.2018).</p> <p>W ten sposób dojdzie też do ustalenia maksymalnego pułapu cenowego dla całego systemu właściwych praw majątkowych, co będzie skutkowało stabilnością ich cen. Przełoży się to na przewidywalność i obniżkę poziomu kosztów podmiotów zobowiązanych, a tym samym odbiorców końcowych.</p> <p>Wątpliwości interpretacyjne istniejące w obecnym brzmieniu Ustawy o OZE, w kontekście możliwości uiszczania opłaty zastępczej powodują, że podmioty zobowiązane do wykonania obowiązku, nie mają pewności do jakiej stawki „Oz” oraz cen referencyjnych należy się odnosić realizując obowiązek umorzeniowy. Proponowana zmiana ma na celu doprecyzowanie, że realizacja obowiązku dotyczy roku kalendarzowego, za który wykonywany jest obowiązek. W przypadku, jeśli cena roczna i miesięczna w roku kalendarzowym przekracza „Oz” dla tego roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, to w okresie 01.01.-30.06 roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek powinna istnieć możliwość uiszczania Oz. W odwrotnym przypadku nie powinno być tej możliwości. Ponadto konieczna jest regulacja uwzględniająca ryzyko w ujemnej wartości opłaty zastępczej.</p>	
18.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Enea Ciepło Elektrociepłownia Białystok	<p>Wykreślenie proponowanej zmiany.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Zapis ten mówi o zmianie sposobu ustalania opłaty zastępczej dla świadectw OZE z obecnie 300 PLN/MWh na 117 PLN/MWh.</p> <p>Oznacza to, że maksymalna cena „zielonych” świadectw, jaką możemy uzyskać po wejściu w życie nowelizacji, będzie wносиła 117 PLN/MWh. Wobec nadwyżki świadectw na rynku, ich cena będzie kształtowała się na jeszcze niższym poziomie. Obecnie nie mamy rozwiązane go problemu występowania nadwyżki „zielonych” świadectw pochodzenia. Przy opłacie zastępczej na poziomie 300 PLN/MWh ceny świadectw w ostatnim okresie były na poziomie: 100-150 PLN/MWh. Obniżenie poziomu opłaty zastępczej spowoduje, że cena świadectw pochodzenia spadnie do poziomu który nie zapewnia pokrycia kosztów produkcji energii elektrycznej z OZE. Wynika z tego, że proponowany zapis w art. 1. ust 4 projektu ustawy, spowoduje zmniejszenie produkcji energii z OZE w istniejących jednostkach wykorzystujących biomasę. Efekty wprowadzenia tego zapisu będą zauważalne już w roku 2019. W przypadku gdy średnia cena energii w roku 2019 będzie wynosiła 250 PLN/MWh, to opłata zastępcza w roku 2020 będzie na poziomie 62 PLN/MWh. A takiej sytuacji ceny świadectw pochodzenia już w roku 2020 mogą spaść do poziomu 30 PLN/MWh. Przy tak niskiej cenie niskiej cenie świadectw pochodzenia produkcja energii z OZE w jednostkach zużywających biomasę zostanie zatrzymana. Przy pozostawianiu tego zapisu błędem jest oczekiwanie na uzyskanie zakładanego poziomu produkcji energii elektrycznej na poziomie 5 -6 TWh/rok z biomasy może to być poziom znacznie niższy (poziom produkcji energii z OZE określono na podstawie informacji przedstawionych w uzasadnieniu str. 4) . W takiej sytuacji nie należy zakładać udziału OZE na poziomie 19,1%, w krajowym zużyciu energii.</p> <p>Większość jednostek biomasowych posiada zawarte wieloletnie umowy na dostawy biomasy w których cena została uzgodniona na podstawie aktualnych uwarunkowań</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			rynkowych zakładających wzrost cen energii elektrycznej oraz wzrost cen „zielonych” świadectw pochodzenia. Proponowany zapis spowoduje drastyczne zachwianie uwarunkowań rynkowych skutkujących brakiem opłacalności produkcji energii z biomasy – biomasa z zawartych umów będzie nieodbierana o jednostki biomasowy będą musiały ponieść kary umowne. Wnioskujemy o pozostawienie sposobu wyznaczania opłaty zastępczej Ozoj wg obecnie obowiązujących zapisów.	
19.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	<p>Zgodnie z propozycją przedstawioną w projekcie nowelizacji, wysokość jednostkowej opłaty zastępczej ma stanowić różnicę między 85% średniej ważonej z cen referencyjnych wszystkich technologii obowiązujących w 2018 roku oraz średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Brak jest jakiegokolwiek uzasadnienia dla przyjęcia, z zastosowaniem do instalacji budowanych przed 2016 r, wskaźników cen referencyjnych z 2018 r, dodatkowo pomniejszonych o całkowicie arbitralnie przyjęty wskaźnik 0,85. Dla przypomnienia, ostatnie instalacje w tym systemie powstały w pierwszej połowie 2016r., a czas przygotowania instalacji do realizacji wynosił wtedy około 5 lat. Zatem można założyć, że decyzje o budowie najnowszych elektrowni w tym systemie zapadła w latach 2011 - 2012, a zamówienia na dostawę składano najpóźniej w I połowie 2014 r. Ponadto blisko 70% istniejącego potencjału powstało w latach 2011-2016. A zatem, nawet gdyby uznać, że proponowana koncepcja ma jakąś rację bytu, to obliczanie poziomu opłaty zastępczej należałoby odnosić do ważonych wolumenami obowiązujących w tym okresie kosztów inwestycyjnych z tego okresu.</p> <p>Również średnioroczne ceny energii z rynku konkurencyjnego nie są miarodajne. Dla branży wiatrowej, która generuje 70% wolumenu energii objętej systemem zielonych certyfikatów zdecydowanie bardziej miarodajne są ceny z rynków spotowych (Rynek Dnia Następnego i Rynek Dnia Bieżącego), które mają tę cechę, iż w okresach zwiększonej generacji wiatrowej, ceny w poszczególnych pasmach godzinowych spadają poniżej cen średnich o 20% i więcej.</p> <p>Żadnych analiz i wyliczeń uwzględniających te i inne łatwo dostępne dane statystyczne i systemowe nie przedstawiono. Aż trudno uwierzyć, że resort odpowiedzialny za funkcjonowanie systemu energetycznego nie jest w stanie zweryfikować podpowiedzi płynących od nienazwanych w uzasadnieniu, ale względnie łatwych do zidentyfikowania „przedsiębiorców”, którzy ewidentnie wprowadzają w błąd decydentów, jak i opinię publiczną. Narażają też Polskę na utrwalenie wizerunku kraju, który konsekwentnie kontestuje unijną politykę energetyczną i stwarza bariery dla inwestorów, którzy chcieliby funkcjonować na krajowym rynku energii.</p> <p>Zdaniem PIGEOR w pierwszej kolejności należy zająć się przywróceniem równowagi na rynku certyfikatów, co nie będzie procesem prostym, ani szybkim. Występująca na rynku nadpodaż certyfikatów może zostać zagospodarowana w perspektywie nie krótszej niż 5-7 lat i w tym czasie nie może być mowy o gwałtownym wzroście ich cen. Konieczny jest zatem powrót do zaawansowanych już mocno dyskusji o sposobach naprawy systemu, w którym ewentualne ograniczenie poziomu opłaty zastępczej poniżej jej maksymalnej wartości historycznej (300,03 PLN), jest jedną z</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>

			<p>możliwych opcji, która jednak nie może być jedynym rozwiązaniem. Pamiętać przy tym należy:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) O pierwotnej funkcji opłaty zastępczej, którą ustanowiono w 2005 r jako „instrument awaryjny” umożliwiający podmiotom zobowiązanym do potwierdzenia poprzez umarżanie stosownej ilości świadectw pochodzenia określonego w prawie udziału energii z oze w ich sprzedaży lub konsumpcji energii elektrycznej, także poprzez wnoszenie opłaty w przypadku braku możliwości nabycia zielonych certyfikatów ze względu na ich niedobór na rynku;</li> <li>2) Iż opłata zastępcza nie może stanowić alternatywnego sposobu realizacji tego obowiązku w sytuacji, gdy podaż świadectw pochodzenia jest wystarczająca do pokrycia całego na nie popytu – zadaniem systemu zielonych certyfikatów nie jest bowiem wspieranie pośrednio, czy pośrednio Budżetu Państwa wpływami z tytułu opłaty zastępczej, a udzielenie godziwego wsparcia inwestorom, którzy zaangażowali się w realizację określonych przez Państwo celów oze;</li> <li>3) Iż opłata zastępcza powinna mieć poziom odpowiednio wysoki, gwarantujący, iż podmioty zobowiązane do zapewnienia odpowiedniego udziału energii z oze będą w pierwszej kolejności zainteresowane nabywaniem świadectw pochodzenia;</li> <li>4) Iż opłata zastępcza nie może być wykorzystywana do sztucznego zaniżania wartości certyfikatów poniżej granicy rentowności przeciętnych instalacji oze;</li> <li>5) Częstotliwość weryfikacji poziomu opłaty zastępczej nie może być zbyt krótka, aby w szczególności nie stymulować zjawisk spekulacyjnych i zapewnić odpowiednią stabilność cenową.</li> </ol> <p>Wprowadzenie takiej zmiany w istniejącym systemie wsparcia jest zasadniczo sprzeczne z zapisami art. 6 dyrektywy z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (REDDII). Art. 6 jednoznacznie stwierdza, że państwa członkowskie zapewniają, aby poziom wsparcia i warunki udzielenia wsparcia na rzecz projektów dotyczących energii odnawialnej nie zostały zmienione w sposób, który negatywnie wpłynąłby na prawa przyznane na jego podstawie i naruszył finansową rentowność projektów, które korzystają już ze wsparcia.</p> <p>Przyczyny wprowadzenia tego zapisu zostały wyjaśnione w motywie 29, w którym stwierdza się, że polityka wspierania energii odnawialnej powinna być przewidywalna i stabilna i powinna unikać częstych lub mających moc wsteczną zmian. Nieprzewidywalność i niestabilność polityki mają bezpośredni wpływ na koszty finansowania kapitału, koszty opracowywania projektów, a zatem na ogólne koszty wprowadzania energii odnawialnej w Unii. Państwa członkowskie powinny zapobiegać sytuacjom, w których weryfikacja wsparcia udzielonego projektom dotyczącym energii odnawialnej miałaby negatywny wpływ na rentowność tych projektów. W tym kontekście państwa członkowskie powinny wspierać racjonalne pod względem kosztów polityki wsparcia i zapewniać ich finansową stabilność. Co więcej, publikowany powinien być długoterminowy orientacyjny harmonogram, obejmujący najważniejsze aspekty oczekiwanego wsparcia, który jednak nie wpływałby na swobodę państw członkowskich co do przydziału środków z budżetu w latach objętych tym harmonogramem.</p>	
--	--	--	---	--



			Przekazanie do notyfikacji tak ewidentnie sprzecznej ze wskazanym przepisem i z uzasadnionymi postulatami branży oze propozycji zmian systemowych nie leży absolutnie w interesie Polski, Wobec powyższego, PIGEOR postuluje rezygnację z dalszego procedowania tego fragmentu proponowanej nowelizacji i podjęcie pilnych prac nad wykorzystaniem stanowiska organizacji branżowych, które zakończyły się uzgodnieniem kompleksowej propozycji naprawy systemu świadectw pochodzenia.	
20.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>Szczegółowe konsekwencje planowanej modyfikacji brzmienia art. 56 ust. 1 Ustawy o OZE</p> <p>1) Negatywne konsekwencje dla rynku zielonych certyfikatów</p> <p>Ustawa wprowadza mechanizm powiązania wysokości opłaty zastępczej z cenami energii na rynku konkurencyjnym przy jednoczesnym ograniczeniu ich łącznej sumy do wysokości 312 zł/MWh. Przy powszechnym oczekiwaniu wzrostu cen energii w kolejnych latach oznacza to perspektywę spadku opłaty zastępczej, która w 2019 r. wynosi ok. 130 zł/MWh. Tymczasem jej wysokość szacowana zgodnie z projektem ustawy wyniosłaby 117 zł/MWh. Przy założeniu wzrostu cen energii na rynku konkurencyjnym w 2019 r. do poziomu 240 zł/MWh opłata zastępcza w 2020 r. spadnie już do poziomu 70 zł/MWh. Taki mechanizm stanowi całkowite odejście od doczasowych zasad systemu zielonych certyfikatów. Nawet nowelizacja Ustawy o OZE z września 2017 r. obniżająca opłatę zastępczą stanowiła mniejsze zagrożenie, gdyż wyznaczała rosnącą perspektywę poziomu opłaty a tym samym cen certyfikatów co zachęcało do handlu i ożywiało rynek.</p> <p>Obecny projekt ustawy zdestabilizuje rynek zielonych certyfikatów i w sytuacji wciąż istniejącej nadpodaży zbliżonej do rocznego popytu doprowadzi do drastycznych spadków cen. Uczestnicy rynku kierując się perspektywą spadającej w kolejnych latach opłaty zastępczej nie będą skłonni do kupowania i utrzymywania zielonych certyfikatów.</p> <p>Dodatkowo ceny energii z roku N-1 są rzadko skorelowane z cenami bieżącymi. To spowoduje, że faktyczny poziom przychodu będzie znacząco zmienny i różny od założonego w projekcie ustawy. Utrudni to planowanie pracy jednostek wytwórczych (w szczególności biomasowych). Powyższe okoliczności będą miały także daleko idące konsekwencje dla produkcji energii ze spalania biomasy, co doprowadzi do dalszego spadku cen biomasy i uderzy w polskich wytwórców zmuszając ich do zaprzestania produkcji. W konsekwencji spadnie produkcja energii odnawialnej z biomasy i pogłębi się luka w realizacji celu OZE na 2020 r.</p> <p>2) Utrata zaufania inwestorów do stabilności systemu wsparcia</p> <p>Pozytywne zmiany regulacyjne w zakresie podatku od nieruchomości oraz poprawa sytuacji na rynku energii elektrycznej i zielonych certyfikatów wpłynęły na chwilową poprawę sytuacji finansowej spółek realizujących przedsięwzięcia wiatrowe, biomasowe, fotowoltaiczne czy hydroenergetyczne. Pomimo to większość projektów wciąż nie osiągnęła wymaganego poziomu rentowności i zdolności do obsługi zadłużenia. Zmniejszeniu uległ jedynie poziom strat.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>Należy przy tym zaznaczyć, że realne przychody były znacząco niższe niż wynikałoby z notowań rynkowych cen energii i zielonych certyfikatów. Średnie przychody typowego projektu farmy wiatrowej w 2018 r. wyniosły zaledwie 279,3 zł/MWh i były sumą przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży energii elektrycznej (średnia cena na rynku konkurencyjnym w 2018 r. wyniosła 194,7 zł/MWh) pomniejszonymi o koszt profilu w wysokości 10% i przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów (średnia cena ważona wolumenem transakcji wyniosła w 2008 r. 103,8 zł/MWh).</p> <p>Inwestorzy mieli jednak nadzieję na osiągnięcie progu rentowności i stabilizacji finansowej w kolejnych latach. Obecny projekt poprzez wprowadzenie limitu przychodów na zbyt niskim poziomie zamyka nieodwracalnie szanse na osiągnięcie rentowności w przyszłości a poprzez de facto likwidację rynku zielonych certyfikatów naraża projekty na skutki drastycznego spadku cen zielonych certyfikatów. Ustawa de facto odwraca pozytywne skutki wcześniejszych zmian, w tym także dotyczących podatku od nieruchomości, gdyż wprowadza po raz kolejny istniejące projekty w straty finansowe i ryzyko niewypłacalności. Proponowana modyfikacja formuły ustalania opłaty zastępczej stanowi także fundamentalną zmianę zasad systemu wsparcia obowiązujących zarówno w momencie podejmowania decyzji inwestycyjnych przez inwestorów jak i także funkcjonujących obecnie tj. od czasu nowelizacji Ustawy o OZE z września 2017 r.</p> <p>Należy przy tym podkreślić, że fundamentalnie błędne jest odnoszenie limitu przychodów dla istniejących projektów powstałych przed 2015 r. na poziomie 85% średniej ceny referencyjnej w 2018 r. czyli odzwierciedlającym poziom rentowności nowych projektów. Jest to bardzo negatywny sygnał dla inwestorów podejmujących dzisiaj decyzje o uczestnictwie w aukcjach w oparciu o założenie stabilności systemu wsparcia w okresie 15 lat.</p> <p>Poniższy wykres z raportu Bloomberg New Energy Finance (<a href="https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/">https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/</a>) pokazuje spadek kosztu turbin wiatrowych dostarczanych w kolejnych okresach. W stosunku do poziomu z 2008 r. (początek znaczących inwestycji) koszt spadł do 2018 r. ok. 38%, natomiast w stosunku do poziomu z 2015 r. (ostatni pełny rok inwestycji w systemie zielonych certyfikatów) o 20%. Średni projekt farmy wiatrowej w Polsce ma niespełna 7 lat co oznacza, że powstał około roku 2012, a jego koszt (same turbiny) był o 30% wyższy od kosztu projektów realizowanych w 2018 r.</p> <p>Postęp technologiczny będzie prowadził do spadku kosztów technologii, lecz to zawsze będzie dotyczyło nowych projektów realizowanych w przyszłości. Tymczasem projekty już wybudowane potrzebują stabilnych przychodów w całym okresie wsparcia dostosowanych do parametrów na moment ich realizacji, aby obsłużyć zadłużenie i pokryć koszty funkcjonowania.</p> <p>Nie należy przy tym utożsamiać różnicy w wymaganym poziomie przychodów gwarantującym osiągnięcie progu rentowności istniejących projektów w stosunku do cen ustalonych na aukcjach w 2018 r. z „nadwsparciem”. Jest to odzwierciedlenie rzeczywistego spadku kosztów technologii. Inwestorzy, którzy ponownie zaufali Rządowi i rozważali nowe inwestycje w systemie aukcyjnym ponownie staną przed</p>	
--	--	--	---	--

			<p>widmem niewypłacalności funkcjonujących projektów. To doprowadzi do braku możliwości pozyskania finansowania dłużnego dla nowych projektów (por. kolejny punkt) oraz zniechęci inwestorów do udziału w aukcjach i podejmowania decyzji inwestycyjnych.</p> <p>3) Negatywne konsekwencje dla sektora bankowego  Ponowne wprowadzenie znacznej części projektów OZE w straty i ryzyko niewypłacalności spowoduje w sektorze bankowym konieczność tworzenia odpisów na aktywa oraz zwiększenia wymogów kapitałowych. W tej sytuacji nastąpi wstrzymanie akcji kredytowej w sektorze OZE. Stopniowe otwieranie się kolejnych instytucji finansowych na finansowanie nowych projektów zostanie zatrzymane co spowoduje brak możliwości pozyskania finansowania dla projektów w systemie aukcyjnym.</p> <p>4) Brak nowych inwestycji OZE  Modyfikacja brzmienia art. 56 ust. 1 Ustawy o OZE i spowodowane przez nią konsekwencje mogą doprowadzić do powtórnej utraty zaufania inwestorów i banków finansujących nowe inwestycje w stabilność systemu wsparcia oraz mogą narazić na fiasko kolejne aukcje planowane w 2019 r. Z trudem odbudowywane zaufanie zostanie ponownie utracone, co może definitywnie przekreślić szanse na spełnienie celów OZE w najbliższej przyszłości. W rezultacie Polska zostanie zmuszona do dokonywania transferu statystycznego energii z OZE, którego koszty wg NIK mogą wynieść nawet 8 miliardów zł. To w połączeniu z brakiem nowych inwestycji w OZE oraz rosnącymi kosztami emisji CO2 będzie miało wpływ na koszty i wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.</p> <p>Należy także podkreślić, że na tej zmianie może także ucierpieć perspektywa rozwoju w Polsce morskich farm wiatrowych.</p> <p>5) Negatywne konsekwencje prawne i możliwość dochodzenia roszczeń przez poszkodowanych inwestorów  Przedstawiony projekt nowelizacji ustawy o OZE wprowadza rozwiązania, które mogą być uznane za sprzeczne z prawem europejskim i konstytucyjną zasadą ochrony praw nabytych, co może narażać inwestorów na duże straty, zaś Skarb Państwa na wielomilionowe odszkodowania.</p> <p>Wydaje się, że przedstawiona regulacja pozostaje w sprzeczności z treścią i celem dyrektywy z dnia 11 grudnia 2018 r. Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U.UE.L.2018.328.82 z dnia 21.12.2018 r.). Zgodnie z dyrektywą, obowiązkiem państw członkowskich jest:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– zagwarantowanie właściwego funkcjonowania krajowych systemów wsparcia w celu zachowania zaufania inwestorów (motyw 22), z</li> <li>– zapobieganie sytuacjom, w których weryfikacja wsparcia udzielonego projektom dotyczącym energii odnawialnej miałaby negatywny wpływ na rentowność tych projektów. W tym kontekście państwa członkowskie powinny wspierać racjonalne pod względem kosztów polityki wsparcia i zapewniać ich finansową stabilność (motyw 29),</li> </ul>	
--	--	--	---	--

			<p>– zapewnienie, aby poziom wsparcia i warunki udzielenia wsparcia na rzecz projektów dotyczących energii odnawialnej nie zostały zmienione w sposób, który negatywnie wpłynąłby na prawa przyznane na jego podstawie i naruszył finansową rentowność projektów, które korzystają już ze wsparcia (art. 6 ust. 1).</p> <p>W przypadku wdrożenia przepisu pozostającego w ewidentnej sprzeczności z powołaną dyrektywą, powstaje ryzyko uznania jej implementacji za niewłaściwą – bardzo prosimy o ponowne rozważenie takiego ryzyka. Odnośnie potencjalnego naruszenia zasady ochrony praw nabytych – uzasadnieniem naruszeniem tej zasady może być jedynie potrzeba zapewnienia realizacji innej wartości istotnej dla systemu prawnego, z czym nie mamy do czynienia w tej sprawie i co nie zostało w ustawie uzasadnione.</p>	
21.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>Proponujemy utrzymanie dotychczasowego brzmienia przepisu art. 56 ustawy o odnawialnych źródłach energii. W przypadku braku możliwości uwzględnienia tego postulatu, propozycja zmiany tego przepisu:</p> <p>Nowe brzmienie:</p> <p>Ozjo – jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą większą z wartości: (i) 0 i (ii) różnica pomiędzy 120% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w poprzednim roku, lecz nie niższą niż w roku bazowym 2018 ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016r., a średnią roczną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku ogłaszanej przez Prezesa URE obowiązującą za rok kalendarzowy, którego dotyczy obowiązek, niezależnie od terminu wykonania tego obowiązku, z uwzględnieniem art. 67 ust. 2.”</p> <p>Oraz dodanie zapisu w w art. 47 OZE”</p> <p>„Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej zgodnie z art. 56 dla roku kalendarzowego, którego dotyczy wykonanie obowiązku.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wątpliwości interpretacyjne istniejące w obecnym brzmieniu Ustawy o OZE, w kontekście możliwości uiszczania opłaty zastępczej powodują, że podmioty zobowiązane do wykonania obowiązku, nie mają pewności do jakiej stawki „Oz” oraz cen referencyjnych należy się odnosić realizując obowiązek umorzeniowy. Proponowana zmiana ma na celu doprecyzowanie, że realizacja obowiązku dotyczy roku kalendarzowego, za który wykonywany jest obowiązek. W przypadku, jeśli cena roczna i miesięczna w roku kalendarzowym przekracza „Oz” dla tego roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, to w okresie 01.01.-30.06 roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek powinna istnieć możliwość uiszczania Oz. W odwrotnym przypadku nie powinno być tej możliwości. Ponadto konieczna jest regulacja uwzględniająca ryzyko w ujemnej wartości opłaty zastępczej.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
22.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Towarzystwo Obrotu Energią	<p><u>Proponowana zmiana:</u> Ozjo-jednostkową opłatę zastępczą stanowiącą różnicę pomiędzy 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>obowiązujących w 2018 r. ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016r., a średnią roczną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku ogłaszaną przez Prezesa URE obowiązującą za rok kalendarzowy, którego dotyczy obowiązek, niezależnie od terminu wykonania tego obowiązku, z uwzględnieniem art. 67 ust. 2.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Istniejące w obecnym brzmieniu Ustawy o OZE wątpliwości interpretacyjne co do możliwości uiszczania opłaty zastępczej powodują, że podmioty zobowiązane do wykonania obowiązku nie mają pewności do jakiej stawki Oz oraz cen referencyjnych należy się odnosić realizując obowiązek umorzeniowy. Proponowana zmiana ma na celu doprecyzowanie, że realizacja obowiązku dotyczy roku kalendarzowego, za który wykonywany jest obowiązek. W przypadku jeśli cena roczna i miesięczna w roku kalendarzowym przekracza Oz dla tego roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, to w okresie 01.01.-30.06 roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek powinna istnieć możliwość uiszczania Oz. W odwrotnym przypadku nie powinno być tej możliwości.</p>	
23.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polskie Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o.	<p>Wnoszę o usunięcie z Projektu Ustawy pkt 4 w art. 1.</p> <p>1. Niezgodność założeń leżących u podstaw uzasadnienia zmian legislacyjnych z faktami przedstawianymi Komisji Europejskiej przez polski Rząd</p> <p>W uzasadnieniu do Projektu Ustawy stwierdzono, że „Interwencja legislacyjna ma na celu przyjęcie rozwiązania utrzymującego rynkową cenę świadectw pochodzenia na poziomie skorelowanym z kosztami wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach z odnawialnego źródła.” (str. 2). Projekt Ustawy nie realizuje wskazanego celu, ponieważ ustalony w Projekcie Ustawy maksymalny poziom przychodów z 1MWh energii wytworzonej w instalacji OZE funkcjonującej w systemie świadectw pochodzenia jest znacznie niższy niż rzeczywisty koszt wytworzenia energii w takiej instalacji.</p> <p>Zgodnie z treścią uzasadnienia do Projektu Ustawy maksymalny, możliwy do osiągnięcia, przychód z 1MWh jednostki OZE działającej w systemie świadectw pochodzenia będzie wyznaczony jako 85% średniej ważonej cen referencyjnych z 2018 r. Ze wzoru Ozjo przedstawionego na str. 9 uzasadnienia można wprost ustalić, że będzie to kwota 312,08 zł.</p> <p>Z przytoczonych zapisów uzasadnienia Projektu Ustawy wynika, że Ustawodawca ustalił, iż średni koszt wytwarzania 1MWh energii elektrycznej w instalacjach OZE funkcjonujących w systemie świadectw pochodzenia wynosi 312,08 zł. Ten wniosek, nieoparty jakakolwiek analizą merytoryczną. Jest on natomiast sprzeczny z wcześniejszymi twierdzeniami polskiego Rządu przekazanymi formalnie Komisji Europejskiej w toku postępowania dotyczącego ustalania przez Komisję Europejską zgodności z prawem europejskim polskiego systemu wsparcia w formie świadectw pochodzenia (Decyzja o sygnaturze C(2016) 4944) („Decyzja KE”).</p> <p>We wspomnianej sprawie rozpatrywanej przez Komisję Europejską w latach 2013 – 2016 polski Rząd bronił stanowiska, zgodnie z którym polski system świadectw pochodzenia nie stanowi nadmiernego wsparcia dla wytwórców energii z OZE. Polski Rząd dowodził, że koszty wytworzenia energii elektrycznej w jednostkach OZE</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

		<p>funkcjonujących w systemie świadectw pochodzenia są wyższe niż uzyskiwane wówczas przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia. Na poparcie swojego stanowiska polski Rząd przedstawił Komisji Europejskiej ekspertyzę sporządzoną przez Ernst &amp; Young w oparciu o standardy inwestycyjne oraz dane objęte poufnością informacji statystycznych pochodzące z GUS/ARE i uzyskane od Polskiego Towarzystwa Energetycznego („Ekspertyza EY”). Z danych zawartych w Ekspertyzie EY wynika, że średni koszt wytworzenia 1MWh energii (LCOE) w instalacji OZE funkcjonującej w systemie świadectw pochodzenia wynosi 506 zł (Tabela 1, motyw 101).</p> <p>Zgodnie z praktyką rynkową branży energetycznej koszt wytworzenia 1MWh energii jest ustalany jako wskaźnik LCOE (levelized cost of energy). Jest to wskaźnik uwzględniający m.in. nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne, nakłady odtworzeniowe, koszty finansowe, uzasadnioną stopę zwrotu oraz żywotność instalacji. Wskaźnik LCOE jest powszechnie stosowany (również przez Komisję Europejską) jako minimalny poziom przychodu z 1MWh wytworzonej energii zapewniający rentowność inwestycji. Przychód poniżej poziomu LCOE oznacza, że inwestycja jest nierentowna.</p> <p>Oceniając rzetelność przekazanych przez polski Rząd danych dotyczących rzeczywistych kosztów wytwarzania energii w instalacjach OZE działających w systemie świadectw pochodzenia Komisja Europejska stwierdziła między innymi, że „(...) Polska przedstawiła wyczerpujące informacje, które pokazują, że w efekcie ogólnym system wsparcia nie prowadzi do nadmiernej kompensacji (zob. tabele 2-4).” (motyw 185)</p> <p>„Obliczenia LCOE przedłożone przez polskie władze, biorąc pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez instalacje (zob. tabela 1), dokładniej oceniają rentowność takich zakładów i ogólny brak nadmiernej rekompensaty. Polska wyjaśniła i uzasadniła wszystkie składniki kosztów uwzględnione w obliczeniach LCOE (...)” (motyw 190)</p> <p>„(...) obliczenia LCOE przedłożone przez władze polskie, biorąc pod uwagę faktyczne koszty poniesione przez instalacje (zob. tabele 1-4) są dokładniejsze niż przesłane przez podmioty trzecie w odniesieniu do oceny rentowności beneficjentów i łącznie niewystępowanie nadmiernej rekompensaty. (...) Komisja nie ma podstaw, by wątpić w prawdziwość informacji przesłanych przez Polskę.” (motyw 205)</p> <p>Z przytoczonych powyżej fragmentów Decyzji KE jednoznacznie wynika, że podejmując decyzję o uznaniu polskiego systemu świadectw pochodzenia za zgodny z rynkiem wewnętrznym Komisji Europejskiej polegała na przekazanych przez polski Rząd danych dotyczących kosztów wytwarzania energii w instalacjach OZE działających w systemie świadectw pochodzenia. Jeszcze raz podkreślić należy, że to polski Rząd dowiódł przed Komisją Europejską, że uśredniony poziom kosztów wytwarzania energii w instalacjach OZE działających w systemie świadectw pochodzenia wynosi 506 zł/MWh.</p> <p>Proponowana zmiana zasad funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia dotyczy tych samych, działających do dzisiaj, instalacji, dla których polski Rząd ustalił</p>	
--	--	---	--

			<p>uśredniony koszt wytwarzania energii na poziomie 506 zł/MWh. Uprzedzając spodziewany argument Projektodawcy, że od czasu przygotowania Ekspertyzy EY nastąpiła zmiana poziomu LCOE dla instalacji OZE odpowiadam, że zmiana ta rzeczywiście nastąpiła, ale w odniesieniu do nowobudowanych instalacji, głównie ze względu na wzrost wydajności oraz spadek nakładów inwestycyjnych. Poziom LCOE dla jednostek wytwórczych funkcjonujących w okresie sporządzania Ekspertyzy EY nie uległ zmianie do dzisiaj i w tym zakresie przedstawiam poniżej szczegółowe uzasadnienie takiego stwierdzenia.</p> <p>Jak wspomniano wcześniej głównymi czynnikami wpływającymi na poziom LCOE są: nakłady inwestycyjne, nakłady odtworzeniowe, żywotność instalacji, koszty operacyjne, koszty finansowe i uzasadniona stopa zwrotu. Należy zauważyć, że dla już wybudowanych instalacji OZE poziom LCOE nie ulega istotnej zmianie wraz z upływem czasu. Inwestor nie ma możliwości zmniejszenia poniesionych już nakładów inwestycyjnych, nie ma możliwości wydłużenia żywotności zakupionych urządzeń, nie może zrezygnować z kosztów serwisu oraz podatku od nieruchomości, które są głównymi pozycjami kosztów operacyjnych. Również uzasadniona stopa zwrotu nie mogła ulec istotnej zmianie, ponieważ od 2016 r. nie zmieniły się wyznaczane przez Radę Polityki Pieniężnej stopy procentowe, od których w głównej mierze zależy oczekiwana przez inwestorów stopa zwrotu z inwestycji. W konsekwencji nie ma żadnych podstaw aby ustalić, że poziom LCOE dla istniejących instalacji OZE spadł z 506 zł/MWh w 2016 r. (rok wydania Decyzji KE) do 312 zł/MWh na początku 2019 r.</p> <p>Kwota 312 zł przyjęta w uzasadnieniu do Projektu Ustawy jako „maksymalny możliwy do osiągnięcia przychód jednostki OZE z systemie ZC”, wbrew twierdzeniom Projektodawcy, nie ma żadnego związku z poziomem kosztów wytwarzania energii w instalacjach OZE działających w systemie świadectw pochodzenia.</p> <p>W kontekście obowiązku notyfikowania do Komisji Europejskiej planowanych zmian w systemie świadectw pochodzenia, Polska będzie musiała: (a) poinformować Komisję Europejską, że dane, na podstawie których Komisja Europejska wydała Decyzję KE były nieprawdziwe, a rzeczywisty uśredniony poziom LCOE dla wszystkich instalacji działających w systemie świadectw pochodzenia wynosi i wynosił historycznie 312 zł/MWh albo (b) przyznać, że poziom maksymalnego przychodu z 1MWh ustalony w Projekcie Ustawy jest niższy niż poziom LCOE, co oznacza świadomą akceptację doprowadzenia do nierentowności większości istniejących instalacji OZE. W pierwszym przypadku powstaje realne ryzyko powrotu przez Komisję Europejską do oceny zgodności polskiego systemu świadectw pochodzenia z postanowieniami Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej i w konsekwencji ryzyko zwrotu przez wszystkich beneficjentów systemu wsparcia otrzymanej wcześniej pomocy. W drugim przypadku „urzędowe” ustalenie maksymalnego poziomu przychodu z 1MWh energii poniżej kosztu jego wytworzenia jest oczywistym przypadkiem wyłączenia inwestorów. Ponadto, w drugim przypadku, należy się spodziewać, że Komisji Europejskiej trudno będzie zaakceptować zmiany systemu wsparcia, których oczywistym efektem może być</p>	
--	--	--	---	--

			<p>zmniejszenie polskiego potencjału OZE. Szczególnie w sytuacji, w której Polska poinformowała Komisję Europejską, że istnieje ryzyko nieosiągnięcia minimalnego poziomu udziału energii z OZE w ogólnym zużyciu energii.</p> <p>Aby uniknąć opisanych powyżej negatywnych konsekwencji zarówno dla Polski jak i beneficjentów systemu wsparcia w formie świadectw pochodzenia konieczne jest: (a) zaniechanie wprowadzania projektowanych zmian w systemie wsparcia; (b) albo przyjęcie w Projekcie Ustawy, że łączny maksymalny przychód z 1MWh wytworzonej energii wyniesie 506 zł, a nie 312,08 zł.</p> <p>W związku z tym, że potencjalna zmiana Decyzji KE może doprowadzić do istotnych negatywnych skutków finansowych dla Polski i polskich przedsiębiorców, a także poważnych szkód wizerunkowych w przypadku uznania przez Komisję Europejską, że polski Rząd posługiwał się historycznie nierzetelnymi danymi w toku postępowania zakończonego wydaniem Decyzji KE, kopię pisma kieruję bezpośrednio do Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.</p> <p>2. Naruszenie art. 6 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych</p> <p>Działania legislacyjne zmierzające do obniżenia cen świadectw pochodzenia stoją w sprzeczności z zapisami nowej dyrektywy unijnej dotyczącej odnawialnych źródeł energii (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych). Zgodnie z art. 6 wspomnianej dyrektywy „państwa członkowskie zapewniają, aby poziom wsparcia i warunki udzielenia wsparcia na rzecz projektów dotyczących energii odnawialnej nie zostały zmienione w sposób, który negatywnie wpłynąłby na prawa przyznane na jego podstawie i naruszył finansową rentowność projektów, które korzystają już ze wsparcia.” Przewidziane w Projekcie Ustawy ustanowienie maksymalnej kwoty przychodów z 1MWh wytworzonej energii na poziomie niższym niż ustalony przez polski Rząd poziom LCOE jest niewątpliwie działaniem pogarszającym na trwałe rentowność projektów, które korzystają ze wsparcia w ramach systemu świadectw pochodzenia.</p> <p>Mimo, iż termin implementacji dyrektywy mija w 2021 r. to wydaje się, że podejmowanie działań stojących w oczywistej sprzeczności z oczekującymi na implementację przepisami prawa europejskiego, narusza zasadę zaufania obywatela do państwa i stanowionego przez państwo prawa. Działanie takie może również stanowić przeszkodę w uzyskaniu zgody Komisji Europejskiej na planowane zmiany w systemie świadectw pochodzenia.</p> <p>3. Naruszenie wytycznych Komisji Europejskiej dotyczących zasad konstruowania systemów wsparcia OZE</p> <p>W 2013 r. Komisja Europejska opublikowała wytyczne dotyczące zasad konstruowania systemów wsparcia inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii („Wytyczne”). Komisja Europejska podkreśliła w Wytycznych, że zmiany zasad funkcjonowania systemów wsparcia OZE są niezbędne w celu dostosowania poziomu wsparcia do spadających nakładów inwestycyjnych dotyczących instalacji OZE.</p>	
--	--	--	--	--



			<p>Podkreślono jednak, że zmiany nie mogą naruszać poziomów zwrotu z inwestycji już zrealizowanych i powinny dotyczyć przyszłych instalacji, co wydaje się oczywiste, ponieważ spadek nakładów inwestycyjnych nie dotyczy inwestycji już zrealizowanych. Komisja Europejska stwierdziła, że zmiany zasad funkcjonowania systemów wsparcia nie mogą naruszać uzasadnionych oczekiwań inwestorów w zakresie rentowności zrealizowanych inwestycji. Zalecono także, aby wszelkie zmiany zasad funkcjonowania systemów wsparcia poprzedzały szerokie konsultacje publiczne trwające 4-6 tygodni.</p> <p>Nie wymaga szczegółowego uzasadnienia stwierdzenie, że Projekt Ustawy narusza wszystkie wspomniane powyżej zalecenia zawarte w Wytocznych. Projekt Ustawy negatywnie wpływa na poziom rentowności istniejących instalacji, nie bierze pod uwagę zasadnych oczekiwań inwestorów w zakresie minimalnego poziomu przychodów, a konsultacje publiczne trwające zaledwie tydzień nie dają jakiegokolwiek szansy na rzetelną debatę dotyczącą proponowanych zmian.</p> <p>4. Naruszenie konstytucyjnej zasady zaufania obywatela do państwa i stanowionego przez państwo prawa</p> <p>Oczywistym naruszeniem zasady zaufania obywatela do państwa i stanowionego przez państwo prawa jest, jak wyżej wspomniano, proponowanie zmian legislacyjnych stojących w sprzeczności z oczekiwaniami na implementację przepisami dyrektywy unijnej. Ponadto w ocenie Spółki naruszeniem tej samej konstytucyjnej zasady jest sama propozycja wprowadzania radykalnych zmian w systemie wsparcia, który powinien być stabilny i przewidywalny w wieloletniej perspektywie w związku z tym, że służy wspieraniu inwestycji o wieloletnim okresie zwrotu. Dr Janusz Kochanowski, nieżyjący już Rzecznik Praw Obywatelskich, w taki sposób wyjaśnił fundamentalne znaczenie zasady zaufania obywatela do państwa i prawa w demokratycznym państwie prawa:</p> <p>„Zasada zaufania obywatela do państwa i stanowionego przez nie prawa opiera się na pewności prawa, rozumianej w orzecznictwie Trybunału Konstytucyjnego jako pewien zespół cech przysługujących prawu, które zapewniają jednostce bezpieczeństwo prawne. Dzięki tym cechom prawa jednostka ma możliwość podejmowania decyzji o swoim postępowaniu w oparciu o pełną znajomość przesłanek działania organów państwowych oraz konsekwencji prawnych, jakie jej działania mogą pociągnąć za sobą. Jednostka winna mieć możliwość określenia zarówno konsekwencji poszczególnych zachowań i zdarzeń na gruncie obowiązującego w danym momencie stanu prawnego jak też oczekiwać, że prawodawca nie zmieni ich w sposób arbitralny. Bezpieczeństwo prawne jednostki związane z pewnością prawa umożliwia więc przewidywalność działań organów państwa a także prognozowanie działań własnych.”</p> <p>Nie ulega wątpliwości, że zawarta w Projekcie Ustawy propozycja ustalenia maksymalnego poziomu wynagrodzenia dla wytwórców energii z OZE na poziomie znacząco niższym niż ustalony przez sam Rząd poziom kosztów prowadzenia działalności jest naruszeniem zasady zaufania do państwa i stanowionego przez państwo prawa.</p>	
--	--	--	--	--

			<p>5. Naruszenie zasady sprawiedliwości społecznej i równego traktowania podmiotów prawa</p> <p>W dniu 24 stycznia 2019 r. na stronie internetowej Kancelarii Prezesa Rady Ministrów opublikowano zapowiedź zmian legislacyjnych, które ostatecznie przybrały kształt Projektu Ustawy. W zapowiedziach tych wprost wskazano, że celem zmian ma być „obniżenie wysokości poziomu opłaty zastępczej a w rezultacie ceny praw majątkowych na przyszłe lata.” Z treści komunikatu wynika, że obniżenie ceny zielonych certyfikatów ma doprowadzić do spadku cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Oznacza to, że poprawa sytuacji finansowej odbiorców końcowych będzie realizowana kosztem wytwórców energii z OZE.</p> <p>Podobny cel „zamrożenia” cen energii dotyczy ustawy z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw („Ustawa o Cenach Energii”). W Ustawie o Cenach Energii przewidziano, że straty podmiotów zajmujących się obrotem energią, w związku z „zamrożeniem” cen energii dla odbiorców końcowych, będą pokrywane z Funduszu Wyплаты Różnicy Ceny. W konsekwencji podmioty zajmujące się obrotem energią nie poniosą żadnych finansowych ciężarów związanych z realizacją programu „zamrożenia” cen energii. Podobny mechanizm rekompensat nie został przewidziany w Projekcie Ustawy, choć zasada równego traktowania podmiotów wymaga aby podmioty uczestniczące w realizacji tych samych celów Ustawodawcy były traktowane jednakowo. Projekt Ustawy zakłada, że „zamrożenie” cen energii będzie realizowane kosztem odebrania producentom energii z OZE możliwości uzyskania przychodów na poziomie który polski Rząd historycznie uznał za minimalny poziom rentowności (506 zł/MWh). Trudno znaleźć jakiegokolwiek racjonalne uzasadnienie tak oczywistego naruszenia zasady równego traktowania przedsiębiorców.</p> <p>Warto przy tym zauważyć, że konsekwencją wprowadzenia Ustawy o Cenach Energii było pozbawienie wytwórców energii z OZE części uzyskiwanych przez nich przychodów (bez rekompensaty takiej jak przewidziana dla spółek obrotu). Jednym z działań zrealizowanych poprzez Ustawę o Cenach Energii było obniżenie akcyzy z 20 zł do 5 zł, co doprowadziło do obniżenia rynkowych cen świadectw pochodzenia, ponieważ w tych cenach uwzględniona jest wartość zwolnienia z akcyzy, jaką daje umorzenie posiadanego świadectwa pochodzenia.</p> <p>W świetle publikowanych niedawno szacunków wyników finansowych państwowych grup energetycznych należy rozważyć czy właściwym jest obciążanie kosztami „zamrażania” cen energii przedsiębiorców działających w branży OZE. Prowadzona przeze mnie Spółka odnotowuje skumulowaną stratę netto na poziomie kilku milionów złotych, podczas gdy jedna z największych w Polsce grup energetycznych szacuje zysk netto za 2018 r. na poziomie prawie 1,5 mld zł. Wydaje się zatem, że w zgodzie z zasadą sprawiedliwości społecznej to wytwórcy energii z OZE powinni otrzymać rekompensaty za ponoszenie ciężarów finansowych programu „zamrażania” cen energii, podczas gdy duże grupy energetyczne są w stanie choćby częściowo udźwignąć ciężar kosztów realizacji wspomnianego programu społecznego.</p>	
--	--	--	---	--

24.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	ClientEarth	Fundacja zwraca przy tym uwagę, że Komisja może podać w wątpliwość w szczególności, wynikający z art. 56 ustawy o OZE5, różny sposób kalkulowania opłaty zastępczej w odniesieniu do biogazowni rolniczych i pozostałych technologii OZE, dokonywany de facto w ramach tego samego systemu wsparcia (świadcstw pochodzenia).	<b>Uwaga przyjęta</b>
25.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	PKN ORLEN wyraża wątpliwość i zastanawia się jak będzie wyglądało wyznaczenie opłaty zastępczej w przypadku technologii obowiązujących w 2018 r., a nieobowiązujących w 2016 r., tzn. takich, które w 2016 nie miały mocy zainstalowanej?	<b>Uwaga przyjęta</b>
26.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,  Polsko-Hiszańska Izba Gospodarcza PHIG	Zdaniem PPPCC powyższe rozwiązanie zawiera dwa fundamentalnie złe założenia w zaproponowanej modyfikacji brzmienia art. 56 ust. 1 Ustawy o OZE dotyczącego definicji opłaty zastępczej: a) zaproponowany maksymalny poziom przychodów instalacji OZE na poziomie 312 zł/MWh jest niewystarczający w celu pokrycia kosztów operacyjnych i spłaty zadłużenia inwestycyjnego wraz z odsetkami i nie uwzględnia zwrotu z zainwestowanego kapitału, b) mechanizm powiązania wysokości opłaty zastępczej z cenami energii na rynku konkurencyjnym przy jednoczesnym ograniczeniu ich łącznej sumy do wysokości 312 zł/MWh co doprowadzi do sztucznego ograniczenia rynku oraz drastycznego spadku cen i w efekcie obniżenia popytu na zielone certyfikaty. Wprowadzenie proponowanego algorytmu wyznaczy sztuczny maksymalny do osiągnięcia przychód jednostki OZE funkcjonującej w systemie zielonych certyfikatów i uzależni wysokość opłaty zastępczej w kolejnych latach od poziomu ceny energii na szacowanym, nieprzekraczalnym poziomie 312 zł/MWh. Zgodnie z proponowanymi zmianami będzie to przychód maksymalny, ale nie gwarantowany, co oznacza, że może on być znacznie niższy. W opinii PPCC wprowadzenie takich rozwiązań legislacyjnych zawartych w Projekcie doprowadzi do braku możliwości osiągnięcia celów, które Projektodawca przedstawił w OSR tj. do niespełnienia celów OZE i uniknięcia kosztu transferu statystycznego w wysokości 8 miliardów zł (według szacunków NIK). W obecnym systemie to nie zielone certyfikaty odpowiadają za wzrost cen energii dla odbiorców końcowych. To ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym odpowiadają za obecną sytuację. Wzrost cen energii elektrycznej z kolei wynika z opóźnień w inwestycjach w tanie, odnawialne źródła energii i oparcia polskiej energetyki w głównej mierze na najbardziej emisyjnym źródle jakim jest węgiel. Wyhamowanie inwestycji w OZE, na skutek wprowadzenia proponowanych przez Ministerstwo zmian, może ten problem dodatkowo pogłębić. W ocenie PPCC uchwalenie Projektu przyczyni się do powstania spadkowej tendencji notowań wartości świadectw pochodzenia, doprowadzając do realnego ryzyka bankructwa inwestorów z sektora zielonej energii. Z dostępnych na rynku modeli dotyczących prognoz kształtowania się cen zielonych certyfikatów wyraźnie widać, że niemal niemożliwe staje się osiągnięcie takiego poziomu, który umożliwi osiągnięcie	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>oczekiwanej rentowności z inwestycji i co najważniejsze spłaty zadłużenia wybudowanych już projektów.</p> <p>Ponadto przypominamy, że w ostatnich latach Inwestorzy ponieśli bardzo dotkliwe straty, a z udostępnionej PPCC analizy danych Agencji Rynku Energii wykonanej przez firmę TPA wynika, że zagrożonych bankructwem może być ok. 70 proc. istniejących instalacji.</p> <p>Z podobnym odsetkiem nierentownych farm wiatrowych mieliśmy do czynienia po wprowadzeniu dyskryminujących branżę przepisów (ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych dot. podatku od nieruchomości z maja 2016 r. i nowelizacji ustawy o OZE z lipca 2017 r. dot. opłaty zastępczej tzw. „lex energia”), co potwierdziły dane ARE.</p>	
27.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC, Polsko-Hiszpańska Izba Gospodarcza PHIG	PPCC podkreśla, że propozycje zmian sposobu kalkulacji poziomu opłaty zastępczej mogą w efekcie stanowić poważny problem dla banków kredytujących sektor OZE. Byłby to kolejny zły sygnał zarówno dla rynku OZE, jak i dla sektora bankowego, dowodzący jak bardzo niestabilne są działania Państwa w obszarze regulacji dotyczących OZE, a w związku z tym jak bardzo ryzykowne jest inwestowanie w odnawialne źródła energii w Polsce.	<b>Uwaga przyjęta</b>
28.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,  Polsko-Hiszpańska Izba Gospodarcza PHIG	<p>Inwestycje już wybudowane potrzebują stabilnych przychodów, aby obsłużyć zadłużenie i pokryć koszty funkcjonowania. Istniejący system świadectw pochodzenia co prawda tych przychodów nie gwarantuje, ale stwarza szanse na ich uzyskanie. Proponowane zmiany te szanse likwidują, w zasadzie skazując ponad 70% spółek wiatrowych na kłopoty z obsługą zadłużenia, co oznacza w najlepszym razie głęboką restrukturyzację kredytów, uderzającą w bilanse banków i znaczne straty po stronie udziałowców, a w najgorszym – upadłość likwidacyjną. Doprowadzi to do braku możliwości pozyskania finansowania dłużnego dla nowych projektów oraz zniechęci inwestorów do udziału w aukcjach i podejmowania decyzji inwestycyjnych. Jednocześnie ryzyko niewypłacalności spółek celowych spowoduje w sektorze bankowym konieczność tworzenia odpisów na aktywa oraz zwiększenia wymogów kapitałowych. W tej sytuacji nastąpi wstrzymanie akcji kredytowej w sektorze OZE. Stopniowe otwieranie się kolejnych instytucji finansowych na finansowanie nowych projektów zostanie zatrzymane co spowoduje brak możliwości pozyskania finansowania dla projektów w systemie aukcyjnym.</p> <p>Kolejna, niekorzystna zmiana regulacyjna w zakresie sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej spowoduje więc, że w przewidywalnej przyszłości w Polsce nie będzie można sfinansować żadnej inwestycji w OZE, niezależnie od jej technologii czy formuły organizacyjnej (a więc może także uniemożliwić realizację wspieranych przez Rząd lokalnych struktur spółdzielczych i klastrowych). Działania Rządu mogą zatem realnie przekreślić szanse na spełnienie celów OZE w najbliższej przyszłości.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
29.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,	<p>Dodatkowo, wprowadzenie zmiany w art. 56 ustawy o OZE to kolejna regulacja istotnie pogarszająca zasady prowadzenia działalności gospodarczej przez zagranicznych inwestorów OZE. W opinii PPCC zapewne stanie się to podstawą do wystąpienia przez tych inwestorów z roszczeniami przeciwko Skarbowi Państwa w celu zasądzenia odszkodowania za poniesione szkody lub utracone zyski. Ma to</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

		Polsko-Hiszpańska Izba Gospodarcza PHIG	uzasadnienie w oparciu o postanowienia umów w sprawie wzajemnego popierania i ochrony inwestycji, a także Traktatu Karty Energetycznej. Projekt narusza bowiem zawarte w tych dokumentach zobowiązania do ochrony inwestycji zagranicznych i zakaz dyskryminacyjnego naruszania prawa inwestorów drugiej strony, czy też obowiązek zapewnienia stabilnych, sprawiedliwych, sprzyjających i przejrzystych warunków dla inwestorów.	
30.	art. 1 pkt 4 (art. 56 ust. 1)	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,  Polsko-Hiszpańska Izba Gospodarcza PHIG	<p>Zdaniem PPCC przytoczona regulacja unijna jest jasnym i jednoznacznym potwierdzeniem jednej z podstawowych, choć nie tak wprost wyrażonych, zasad konstytucyjnych już obowiązujących w polskim porządku prawnym, która tak często przy okazji uregulowań odnoszących się do systemu wsparcia OZE doznawała uszczerbku – zasady państwa prawnego wyrażonej w art. 2 Konstytucji, której przejawem jest zasada stabilności prawa.</p> <p>Propozycja kolejnej zmiany w art. 56 ustawy o OZE, mającym fundamentalne znaczenie z punktu widzenia rentowności projektów i możliwości inwestorów w zakresie planowania ich działalności, stoi również w sprzeczności z motywem 22 RED II, który wymaga by Państwa Członkowskie zagwarantowały właściwe funkcjonowanie krajowych systemów wsparcia w celu zachowania zaufania inwestorów.</p> <p>Projekt w zakresie w jakim modyfikuje zasady kalkulacji jednostkowej opłaty zastępczej narusza zalecenia nowej dyrektywy godząc w prawa przyznane projektom w ustawie o OZE i zaakceptowane przez Komisję Europejską jako zgodne z zasadami przyznawania pomocy publicznej określonymi w Traktacie o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej po raz kolejny zagrażając utratą rentowności tym projektom, które z takiego wsparcia już korzystają. Co więcej, wyraźnie ignoruje powołane powyżej uregulowania RED II wspominając jedynie w uzasadnieniu, że zmierza do umożliwienia realizacji poprzedniej dyrektywy.</p> <p>Zaakceptowanie treści znowelizowanego art. 56 ust. 1 ustawy o OZE będzie stanowił naruszenie innej konstytucyjnej zasady wywodzonej z art. 2 Konstytucji – zasady ochrony praw nabytych. Oznacza ona zakaz stanowienia przepisów arbitralnie odbierających lub ograniczających prawa podmiotowe przysługujące jednostce lub innym podmiotom prywatnym występującym w obrocie prawnym. Zasadą ochrony praw nabytych objęte są zarówno prawa nabyte w drodze skonkretyzowanych decyzji przyznających świadczenia, jak i prawa nabyte in abstracto zgodnie z ustawą. Uzasadnieniem naruszenia zasady ochrony praw nabytych może być jedynie potrzeba zapewnienia realizacji innej wartości istotnej dla systemu prawnego, z czym nie mamy do czynienia w tej sprawie.</p> <p>Podmioty, które zainwestowały środki finansowe (zarówno własne, jak i pochodzące ze środków unijnych oraz kredytów bankowych) w przedsięwzięcia z zakresu zielonej energii, które są także członkami PPCC, podejmowały decyzje w oparciu o obecnie obowiązujący stan prawny i zaprojektowany rozwój tego sektora energii (zarówno w regulacjach unijnych, jak i w prawie polskim). Na tej podstawie skalkulowały spodziewane koszty i zwrot z inwestycji. Projektowana zmiana regulacji zaskakuje</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>rynek i powoduje ekonomiczną nieopłacalność rozpoczętych inwestycji oraz rzeczywiste straty finansowe.</p> <p>Ponadto, zdaniem PPCC zmiana ta spowoduje naruszenie praw do ochrony inwestycji, podjętych w określonym stanie prawnym, a przez to ugodzi w ochronę praw nabytych na podstawie tych przepisów.</p> <p>PPCC podkreśla, że Projekt w obecnym brzmieniu narazi Skarb Państwa na odpowiedzialność za naruszenie praw nabytych. Zgodnie z art. 4171 § 1 Kodeksu cywilnego, jeżeli szkoda została wyrządzona przez wydanie aktu normatywnego, jej naprawienia można żądać po stwierdzeniu we właściwym postępowaniu niezgodności tego aktu z Konstytucją, ratyfikowaną umową międzynarodową lub ustawą. Projekt naruszy także art. 2 Konstytucji RP – zasadę demokratycznego państwa prawa i ochrony praw nabytych. Konsekwencją tego stanu rzeczy będzie możliwość dochodzenia przez inwestorów od Skarbu Państwa odszkodowania za straty poniesione wskutek wprowadzenia tego rodzaju regulacji, zarówno w wysokości równowartości poniesionych nakładów, jak i niezyskanych korzyści (zysków).</p>	
31.	art. 1 pkt 7 (art. 70a ust. 1 i 2)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>Odniesienie do treści art. 70c ust. 1-5.</p> <p>Wskazane odniesienie może wymagać weryfikacji dla zachowania poprawności interpretacyjnej.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
32.	art. 1 pkt 7 lit a i b (art. 70a ust. 1 i 2)	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	<p>Art. 1 pkt 7) lit. a) i b) Projektu błędnie przywołuje wyrazy, które mają stanowić odniesienie do zmiany lub które mają być zastąpione. W odniesieniu do art. 70a ust. 1 uOZE, w części wspólnej użyto nieprawidłowej formy wyrazu „zobowiązany” powinno być: „zobowiązaniem”. W art. 70a ust. 2 nie ma zawrotu „albo innemu podmiotowi”, jest natomiast wyraz „zobowiązany”. Kwestie te wymagają korekty technicznej Projektu.</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
33.	art. 1 pkt 8 (art. 70b)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>W art. 1 pkt 8 dokonać zmian art. 70b:</p> <p>a) w ust. 3 w pkt 7 po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5”, <del>skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany”</del>,</p> <p>b) w ust. 4 w pkt 1 w lit. a po wyrazie „energii” dodaje się wyrazy „jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego”,</p> <p>c) w ust. 8 na końcu po kropce dodaje się następujące wyrazy: „Zaświadczenie, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym zawiera także informację o cenie skorygowanej oraz wartościach, P1c, I, IPMOZE, o których mowa w art. 39a ust. 5.”,</p> <p>d) w ust. 9 w pkt 1 wyrazy „w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej sprzedawcy zobowiązanemu” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców o których mowa w art. 70a ust. 1, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej sprzedawcy zobowiązanemu”,</p> <p>e) w ust. 9 w pkt 2 wyrazy „w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi, innemu niż sprzedawca zobowiązany” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców o których mowa w art. 70a ust.1, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej</p>	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

			<p>energii elektrycznej wybranemu podmiotowi, innemu niż sprzedawca zobowiązany na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5, albo wytwórców o których mowa w art. 72 ust.2”</p> <p>g) w ust. 10 pkt 2 otrzymuje brzmienie:          „2) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 2; w tej sytuacji do zmienionej deklaracji wytwórca załącza dokumenty, o których mowa w ust. 4.”,</p> <p>h) uchyla się ust. 12,</p> <p>i) po ust. 12 dodaje się ust. 12a w brzmieniu:          „12a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w ust. 4 pkt 1 lit. d, opłata rezerwacyjna, wnoszona zgodnie z ust. 6, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE.”;</p> <p>j) po ust. 16 dodaje się ust. 16a w brzmieniu:          "16a. W przypadku zawarcia umowy przenoszącej własność instalacji odnawialnego źródła energii, wytwórca przenoszący własność oraz nabywca tej instalacji występują do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8 dla nabywcy tej instalacji."          j) ust. 17 otrzymuje brzmienie :          "W przypadku, o którym mowa w ust. 16 i 16a, przepisy ust. 9 i 11-14 stosuje się odpowiednio  <u>Uzasadnienie:</u> Proponowane zmiany dostosowują przepis do modelu, w którym sprzedawca zobowiązany może – na zasadach – rynkowych nabywać energię od wytwórców, którzy samodzielnie rozliczają ujemne saldo z zarządcą rozliczeń.          Ponadto przewiduje się uzupełnienia treści zaświadczenia wydawanego przez Prezesa URE o dane niezbędne do ustalenia prawidłowej ceny skorygowanej, w tym w przypadku zwiększenia pomocy publicznej otrzymanej przez wytwórcę.          Przepisy precyzują również zasady transferu zaświadczenia w razie zmiany sprzedaży instalacji odnawialnego źródła energii.</p>	
34.	art. 1 pkt 8 lit. a (art. 70b ust. 3 pkt 7)	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	Art. 1 pkt 8) lit. a) in fine Projektu wskazuje na zwrot „innemu niż sprzedawca zobowiązany”, przy czym w przepisie art. 70b ust. 3 pkt 7) uOZE taki zwrot nie występuje. Przedmiotowe postanowienie Projektu wymaga korekty technicznej.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
35.	art. 70b ust. 5a-5b ustawy OZE ( <u>propozycja</u> <u> dodania</u> )	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	Wydłużenie terminu umów o przyłączenie do sieci Postanowienia Projektu zwiększają wątpliwości odnośnie terminów obowiązywania i innych aspektów umów o przyłączenie do sieci. W przypadku przyjęcia przez ustawodawcę przepisów proponowanych w Projekcie, uOZE zawierać będzie kilka przepisów odnoszących się do umów o przyłączenie, przy czym mają one lub będą miały zastosowanie przede wszystkim do instalacji korzystających z systemu aukcyjnego. Na gruncie obecnie obowiązującego uOZE, również w brzmieniu po wejściu w życie Projektu, operator sieci elektroenergetycznej nie jest zobligowany do dostosowania umów o przyłączenie w przypadku instalacji zgłaszanych do mechanizmów FiT lub FiP, co powinno ulec zmianie.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ

			<p>W celu rozwiązania powyższego problemu, w lipcu 2018 r., w piśmie skierowanym do Ministerstwa Energii, PIGEOR zaproponował, przy okazji najbliższej nowelizacji uOZE, wprowadzenie przepisu art. 70b ust. 5a oraz 5b, zaczerpnięte per analogiam z przepisów art. 81 ust. 10 i 11 uOZE. Zgodnie z przedstawioną koncepcją nowe przepisy mogłyby brzmieć następująco:</p> <p>Art. 70b uOZE:</p> <p>[...]</p> <p>5a. Umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, na podstawie których termin określony w art. 7 ust. 2a pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne upływa przed końcem odpowiedniego terminu określonego w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d), wymagają dostosowania w terminie 30 dni od dnia poinformowania właściwego przedsiębiorstwa energetycznego przez wytwórcę o wydaniu zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8.</p> <p>5b. W przypadku odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne dostosowania umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w ust. 5a, stosuje się przepisy art. 8 ustawy - Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.</p> <p>Zgodnie z przepisem art. 75 ust. 6 uOZE, okres ważności dokumentów tj. warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie dla instalacji, które złożyły deklarację lub mają zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, w dniu ich złożenia nie może być krótszy niż 6 miesięcy.</p> <p>Z kolei art. 1 pkt 30) Projektu zakłada dodanie do art. 192 uOZE ust. 3-5 wskazujących m.in. iż koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej określony w umowie o przyłączenie do sieci, nie może przypadać wcześniej niż na dzień 1 stycznia 2020 r. i nie później niż na dzień 31 stycznia 2020 r.</p> <p>Następnie, art. 81 ust. 9 uOZE, w brzmieniu proponowanym w art. 1 pkt 16) lit. b) Projektu, wskazuje, iż w przypadku wytwórców, o których mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, o którym mowa w art. 7 ust. 2a pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, albo, o którym mowa w art. 192 ust. 1 uOze, w odniesieniu do mocy instalacji objętej wygraną ofertą aukcyjną, nie może przypadać przed upływem terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 uOze.</p> <p>Już sama konstrukcja ww. przepisów jest nieczytelna, a nadto wydaje się, że ich postanowienia wzajemnie ze sobą nie korespondują.</p> <p>Przed wszystkim, o czym wskazano wyżej, operator systemu elektroenergetycznego nie ma obowiązku dostosowania umów o przyłączenie do sieci dla instalacji chcących skorzystać z systemów FiT/FiP. Ponadto projektowany przepis art. 192 ust. 3 uOZE wprowadza wątpliwości co do jego adresatów, wskazując, iż termin ten, zarówno dla instalacji korzystających z systemu aukcyjnego, FiT i FiP powinien przypadać na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. Powstaje zatem pytanie, jak odczytywać ten termin w kontekście możliwości zastosowania 36-miesięcznego (lub</p>	
--	--	--	--	--



			wnioskowanego 42-miesięcznego) terminu na wprowadzenie pierwszej energii do sieci elektroenergetycznej.	
36.	art. 1 pkt 8 lit. d (art. 70b ust. 10 pkt 2)	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	Art. 1 pkt 8) lit. d) Projektu zmieniający art. 70b ust. 10 pkt 2) uOZE – należy rozważyć potrzebę ponownego przedkładania przez wytwórcę wszystkich dokumentów, o których mowa w art. 70b ust. 4, w przypadku zmiany ilości energii elektrycznej. Generuje to dodatkowe obciążenia zarówno po stronie wytwórców, jak i administracji, co w przypadku braku zmian stanu faktycznego wydaje się nieuzasadnione. Deklaracja dotycząca zmian ilości niewykorzystanej energii elektrycznej nie pociąga bowiem za sobą jakichkolwiek zmian o charakterze formalnym, czy technicznym. A więc nie ma logicznego i formalnego uzasadnienia dla gromadzenia przez właściwy organ kopii dokumentów, które ten już posiada, a które nie ulegają zmianie.	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>
37.	art. 1 pkt 8 lit. f (art. 70b ust. 12a)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Doprecyzowanie ust. 12a: „12a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w ust. 4 pkt. 1 lit. d, opłata rezerwacyjna, wnoszona zgodnie z ust. 6, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE, chyba że wytwórca udowodni, że niewypełnienie zobowiązania powstało z przyczyn od wytwórcy niezależnych.” Propozycja zmiany ma na celu doprecyzowanie, że ewentualny przepadek opłaty rezerwacyjnej powinien być związany z zaistnieniem winy wytwórcy.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
38.	art. 1 pkt 10 (art. 72a)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Art. 72a ust. 12a – proponowane brzmienie: „Wytwórca, który do dnia 31 grudnia 2020 r. wytworzył energię elektryczną w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja lub instalacja, o której mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, może sprzedawać tę energię, z zastrzeżeniem, że wytworzona energia będzie w całości wprowadzana do sieci.” Propozycja zmiany ma na celu umożliwienie produkcji energii elektrycznej przed wygraną aukcją i zachowanie prawa do wsparcia po wygranej aukcji.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
39.	art. 73 ust. 4a ustawy OZE ( <u>propozycja dodania</u> )	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	Definicja mocy zainstalowanej elektrycznej W celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych, dotyczących określania mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnych źródeł energii, proponujemy rozwiązanie wypracowane i uzgodnione środowiska przedsiębiorców zainteresowanych praktycznie tą problematyką, w tym PIGEOR we współpracy z Urzędem Regulacji Energetyki. Proponujemy wprowadzenie ust. 4a do art. 73 uOZE w następującym brzmieniu: „Art. 73 ust. 4a. Przy określaniu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii: 1) wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy, uwzględnia się moc znamionową czynną podaną przez dostawcę lub producenta zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej - zespołu prądotwórczego, na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionową czynną tego zespołu określoną przez jednostkę posiadającą akredytację krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodnie z Rozporządzeniem WE 765/2008,	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b>

			2) innej niż wskazana w pkt 1, uwzględnia się moc znamionową czynną podaną przez producenta na tabliczce znamionowej generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego.	
40.	art. 1 pkt 11 (art. 74 ust. 1)	Polska Izba Gospodarcza Energetyki i Rozproszonej	Zgodnie z art. 1 pkt 11) Projektu, wydłużeniu ulega generalny wiek urządzeń, które mogą być stosowane do produkcji energii objętej systemem wsparcia – z 36 do 42 miesięcy. Przedmiotowy termin został zmieniony jedynie w odniesieniu do urządzeń wytwórczych które mają funkcjonować w systemie aukcyjnym. Dla zachowania równości podmiotów wobec prawa taki sam termin powinien mieć zastosowanie do urządzeń wytwórczych zgłaszanych do wsparcia w ramach mechanizmów FiT/FiP. W związku z powyższym, wnosimy aby 36-miesięczne terminy określone w art. 70b ust. 4 pkt. d) uOZE, zastąpić terminami 42-miesięcznymi.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
41.	art. 1 pkt 11 (art. 74 ust. 1)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	dot. art. 74 ust. 1 Ustawy o OZE oraz Art. 1. 15) w części dot. art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE. W odniesieniu do wydłużenia okresu (tj. 42 miesiące) przedstawionego w Projekcie proponujemy dodać również innego technologie, w szczególności lądowe farmy wiatrowe. Obecne terminy, np. okres 30 miesięcy w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych może okazywać się operacyjnie zbyt krótkim.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b>
42.	art. 74 ust. 6 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	W art.1 po pkt 11 proponujemy dodać pkt 11a) zmieniający art. 74 ust 6: Art. 74 ust. 6. W przypadku modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 20 MW, wykorzystującej hydroenergię do wytworzenia energii elektrycznej, 2) dedykowanej instalacji spalania biomasy, 3) dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, 4) układu hybrydowego – energia elektryczna może zostać sprzedana w drodze aukcji po spełnieniu warunków, o których mowa w ust. 1 i 2 Art. 74 ust. 6a. W przypadku modernizacji instalacji: 1) niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii, w wyniku której powstała dedykowana instalacja spalania biomasy, 2) spalania wielopaliwowego, w wyniku której powstała dedykowana instalacja spalania biomasy, – energia elektryczna może zostać sprzedana w drodze aukcji bez spełnieniu warunków, o których mowa w ust. 1 i 2. <u>Uzasadnienie:</u> Uważamy, że powyższe zmiany przy zaistnieniu sprzyjających warunków (odpowiednia wysokość ceny referencyjnej dla instalacji zmodernizowanych) pozwolą na rozważenie możliwości przeprowadzenia stosownych modernizacji co spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

43.	Art. 74 ust. 7 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>W art.1 po pkt 11a) proponujemy dodać pkt 11b) zmieniający art. 74 ust 7:</p> <p>7. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, który zamierza przystąpić do aukcji, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3, pod warunkiem że:</p> <p>1) na dzień złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji instalacja nie spełnia warunku, o którym mowa w ust. 2 pkt 1; z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,</p> <p>2) zmodernizowana instalacja będzie spełniała warunki określone w ust. 2 pkt 2; z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,</p> <p>3) do rozpoczęcia okresu, w którym instalacja spełniałaby warunek określony w ust. 2 pkt 1, pozostało mniej niż 24 miesiące; z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,</p> <p>4) modernizacja instalacji, mająca na celu spełnienie warunków określonych w ust. 2 pkt 2, będzie przeprowadzona po zamknięciu sesji aukcji;</p> <p>4a) modernizacja instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a, będzie przeprowadzona po zamknięciu sesji aukcji;</p> <p>5) wytwarzanie energii elektrycznej w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii rozpocznie się nie wcześniej niż w dniu, w którym instalacja będzie spełniać warunek określony w ust. 2 pkt 1. z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a,</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> jw.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.</p>
44.	art. 1 pkt 15 (art. 79)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>a) w ust. 3:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– w pkt 4a po wyrazie „wskazanie” dodaje się wyrazy „planowanej daty rozpoczęcia”,</li> <li>– w pkt 6 wyrazy „zobowiązuje się” zastępuje się wyrazem „planuje”,</li> <li>– w pkt 8 w lit. a wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastępuje się wyrazami „w terminie 42 miesięcy”,</li> </ul> <p>b) dodaje się ust. 9 – 11 w brzmieniu:</p> <p>„9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie:</p> <p>1) okresu, o którym mowa w ust. 3 pkt 4a, z zastrzeżeniem ust. 3 pkt 8 i art. 92 ust. 6, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 6, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 3, określona w ofercie, nie może ulec zmianie;</p> <p>2) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc takiej instalacji nie zmienia pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 73 ust. 4.</p> <p>10. W celu aktualizacji oferty wytwórca przekazuje Prezesowi URE, właściwemu sprzedawcy zobowiązanemu i operatorowi rozliczeń energii odnawialnej oświadczenie zawierające informację, o której mowa w ust. 9, najpóźniej w terminie 14 dni przed dniem pierwszej sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z art. 92 ust. 1 lub w terminie 14 dni przed dniem złożeniem pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.</p> <p>11. W przypadku gdy:</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p> <p>Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>

			<p>1) wytwórca nie dokonał aktualizacji oferty, zgodnie z ust. 9 i 10, lub</p> <p>2) ze złożonego oświadczenia wynika, że aktualizacja oferty wpłynęłaby na łączną ilość energii elektrycznej, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, zaoferowaną do sprzedaży w ofercie, która wygrała aukcję – oferta nie podlega aktualizacji.”;</p> <p>12. Prezes URE przekazuje właściwemu sprzedawcy zobowiązanemu i operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, informację o dokonanych skutecznie aktualizacjach ofert.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Proponowane zmiany zakładają, że za weryfikację prawidłowości dokonanej aktualizacji oferty odpowiada Prezes URE, Sprzedawca zobowiązany i OREO S.A. nie powinni decydować o wystąpieniu wskazanych w ust.11 przesłanek dla braku aktualizacji oferty.</p>	
45.	art. 83 ust. 1 pkt 4 ustawy OZE <u>(propozycja zmiany)</u>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>W art. 1 po pkt 16 dodać pkt 16 zmieniający art. 83:</p> <p>Art. 83 ust. 1 pkt 4. W przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, oświadczenie następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii została zakończona oraz spełnia wymagania, o których mowa w art. 74 ust. 2 z wyłączeniem instalacji o których mowa w art 74 ust. 6a, ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Uważamy, że powyższe zmiany przy zaistnieniu sprzyjających warunków (odpowiednia wysokość ceny referencyjnej dla instalacji zmodernizowanych) pozwolą na rozważenie możliwości przeprowadzenia stosownych modernizacji co spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
46.	art. 83 ust. 3b pkt 8-11 ustawy OZE <u>(propozycja dodania)</u>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>1. Zmiana w Art. 83 ust. 3b, dodanie pkt 8) i 9), 10), 11)</p> <p>8) wzrostu miesięcznej ceny zakupu biomasy przez okres trzech kolejnych następujących po sobie miesięcy kalendarzowych o 30% w porównaniu do średniorocznej ceny biomasy za rok kalendarzowy poprzedzający rok wygrania aukcji OZE,</p> <p>8a) – jeżeli po okresie o którym mowa w pkt 8) przez okres 6 kolejnych następujących po sobie miesięcy kalendarzowych wytwórca energii elektrycznej wykaże comiesięczne oferty zakupu biomasy przekraczające o 30% cenę o której mowa w pkt 8a), w terminie 30 dni od końca szóstego miesiąca przekazuje do Prezesa URE rezygnację z realizacji zobowiązań wynikających z wygranej aukcji, z przyczyny o której mowa w pkt 8) oraz przekazując do Prezesa URE informację o pozostałej do sprzedaży ilości energii elektrycznej z OZE wynikającą ze złożonej przez wytwórcę oferty, która wygrała aukcję OZE.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			<p>8b) – średnioroczna cena biomasy za rok kalendarzowy poprzedzający rok wygrania aukcji o której mowa w pkt 8) obliczana jest jako średnioważona cena biomasy z poszczególnych miesięcy kalendarzowych.</p> <p>8c) – miesięczna cena biomasy obliczana jest jako średnioważona cena poszczególnych dostaw biomasy</p> <p>9) – braku wymaganego wolumenu biomasy przez okres trzech kolejnych następujących po sobie miesięcy kalendarzowych, zapewniającego 90% wymaganego miesięcznego zapotrzebowanie na biomasę w celu wytworzenia i sprzedania energii elektrycznej z OZE zadeklarowanej w ofercie.</p> <p>9a) - jeżeli po okresie o którym mowa w pkt 9) przez okres 6 kolejnych następujących po sobie wytwórca energii elektrycznej wykaże comiesięczne oferty zakupu biomasy niepokrywające 90% zapotrzebowania na biomasę o którym mowa w pkt 9), w terminie 30 dni od końca szóstego miesiąca przekazuje do Prezesa URE rezygnację z realizacji zobowiązań wynikających z wygranej aukcji, z przyczyny o której mowa w pkt 9) oraz przekazuje do Prezesa URE informację o pozostałej do sprzedaży ilości energii elektrycznej z OZE wynikającą ze złożonej przez wytwórcę oferty, która wygrała aukcje OZE.</p> <p>10) – Prezes URE w terminie 7 dni od otrzymania od wytwórcy energii elektrycznej rezygnacji o której mowa w pkt 8c i 9a) przesyła do wytwórcy energii elektrycznej potwierdzenie rezygnacji z aukcji oraz w terminie 30 dni od otrzymania rezygnacji przeprowadza aukcje interwencyjną na zakup ilości energii elektrycznej, o której mowa w pkt 8c) z gwarancją pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 80 ust. 4.</p> <p>11) – w aukcji o której mowa w pkt 10) mogą wziąć również udział wytwórcy, którzy z przyczyn wykazanych w pkt 8 i 9) otrzymali od Prezesa URE potwierdzenie rezygnacji z aukcji.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzenie powyższej propozycji pozwoli właścicielom instalacji OZE (głównie biomasowych) na uniknięcie w okresie długofalowym znaczących strat finansowych spowodowanych drastycznym wzrostem ceny biomasy. Znaczący wzrost cen biomasy może spowodować nieopłacalność pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy, w których wyłącznym paliwem jest biomasę i wstrzymanie pracy tych jednostek. Brak możliwości w systemie aukcyjnym zmiany zadeklarowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej przy nieprzewidywalnym oddziaływaniu rynku biomasy, nie może powodować nakładania na Spółki drastycznych kar za działania, które mają na celu obronę finansów Spółki. Dodatkowo ze względów niezależnych od wytwórców energii elektrycznej w okresie długofalowym może wystąpić brak dostępności biomasy na rynku, co spowoduje wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy i w efekcie nałożenie na Spółkę drastycznych kar finansowych. Podkreślić należy, iż dedykowane instalacje spalania biomasy zostały wybudowane w celu zapewnienia wytwarzania energii elektrycznej w sposób stabilny dla KSE, co ma istotne znaczenie dla dotrzymania krajowego celu udziału OZE w finalnym zużyciu energii. Brak wprowadzenia proponowanych zmian nie wyeliminuje ryzyk wynikających z obecnych zapisów ustawy OZE w zakresie uczestnictwa w systemie aukcyjnym OZE dla dedykowanych instalacji spalania biomasy, które</p>	
--	--	--	---	--

			spowodowały brak rozstrzygnięcia aukcji OZE dla tych instalacji w 2018 r. ze względu na brak złożenia ilości wymaganych ofert.	
47.	art. 92 ust. 6 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych  Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Do projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw proponuje się dodanie w art. 1 nowego punktu nr 31 o treści: w art. 92 w ust. 6 pkt 1 wyrazy „31 grudnia 2035 r.” zastępuje się wyrazami „30 czerwca 2039 r.”; <u>Uzasadnienie:</u> Ustawa o odnawialnych źródłach energii w art. 92 ust. 6 pkt 1 zawiera przepis, w myśl którego okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego oraz prawo do pokrycia ujemnego salda, nie może, w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1 (tzw. istniejące instalacje OZE), oraz instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 (tzw. nowe instalacje OZE), trwać dłużej niż do dnia 31 grudnia 2035 r. Biorąc pod uwagę, że aukcje planowane do przeprowadzenia w 2019 roku, zostaną rozstrzygnięte przypuszczalnie w jego drugiej połowie, uwzględniając czas niezbędny na wybudowanie i uruchomienie nowej instalacji OZE po wygraniu aukcji oraz uzyskanie koncesji niezbędnej do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcyjnego systemu wsparcia, nie jest możliwe zachowanie 15 letniego okresu wsparcia dla tych instalacji. Przepis ten w największym stopniu dotknie, pożądanym z punktu widzenia stabilności systemu elektroenergetycznego, planowanych do wybudowania instalacji biomasowych, których proces inwestycyjny jest najdłuższy, ze względu na złożoność technologiczną instalacji. Biorąc powyższe pod uwagę wnosimy o wydłużenie okresu, w którym przysługuje obowiązek zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego oraz prawo do pokrycia ujemnego salda do 30 czerwca 2039 roku, analogicznie jak w art. 1 pkt 9 projektu.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
48.	art. 92 ust. 6 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	Długość okresu wsparcia W art. 1 pkt 9) Projektu wprowadzony został zapis umożliwiający przedłużenie okresu wsparcia taryfami FiT oraz FiP do 30 czerwca 2039 r. (art. 70f uOZE). Dla zachowania równości podmiotów wobec prawa taki sam termin powinien mieć zastosowanie do urzędzeń wytwórczych zgłaszanych do wsparcia w ramach mechanizmu aukcyjnego. W szczególności ze względu na opóźnienia w organizacji aukcji, które odbyły się na większą skalę dopiero w roku 2018, a kolejne planuje się w roku 2019 i w latach 2020-2021. Instalacje OZE, które uczestniczyły w aukcji w 2018 roku i będą uczestniczyły w latach kolejnych nie będą mogły korzystać ze wsparcia w pełnym 15-letnim okresie, jaki przysługiwałby im z uwzględnieniem postanowień decyzji Komisji Europejskiej w notyfikacji systemu wsparcia oraz terminów na realizację inwestycji. W związku z powyższym proponujemy ujednoczenie przepisów regulujących maksymalny okres, w którym można uzyskiwać wsparcie przyznawane w ramach systemu aukcyjnego i wprowadzenie następujących zmian: W art. 92 ust. 6 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) 31 grudnia 2035 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1;”.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			<p>W art. 92 ust. 6 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:          „1a) 30 czerwca 2040 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2, z zastrzeżeniem pkt 2;”.</p> <p>W art. 92 ust. 6 po pkt 2 otrzymuje brzmienie:          „2) 31 grudnia 2042 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu;”.</p>	
49.	art. 1 pkt 17 (art. 92 ust. 6a)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<p>Sygnalizujemy konieczność doprecyzowania zmienionego zapisu tj. „ust. 1 i 5” lub „ust. 1-5”. W związku z proponowaną modyfikacją pojawia się również pytanie czy jeżeli wytwórca nie wywiąże się z zobowiązania, to czy zostanie pozbawiony prawa do pokrycia ujemnego salda i gwarancji zakupu energii elektrycznej czy też innych praw? Widzimy tu potrzebę doprecyzowania dolegliwości karnych.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
50.	art. 92 ust. 11 pkt 2 ustawy OZE ( <u>propozycja</u> <u>dodania</u> )	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>Art. 92 ust. 11 uzupełnia się o punkt 2 o następującej treści:          „2. Dopuszcza się określenie ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej jednostce kogeneracji i określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na zaciskach:          1) generatora;          2) ogniwa paliwowego.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u> Obecny zapis wprowadza niejasność w zakresie rozliczania energii elektrycznej z układu w którym energia odnawialna nie stanowi jedynego źródła (układy hybrydowe). Proponowany zapis jest tożsamy z zapisem zastosowanym już w ustawie kogeneracyjnej:          Art. 26. 1. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, wprowadzonej do sieci i sprzedanej ustala się na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w okresie rozliczeniowym, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 58.          2. Dopuszcza się określenie ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej jednostce kogeneracji i określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na zaciskach:          1) generatora;          2) ogniwa paliwowego.</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Nielcelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
51.	art. 96 ust. 3 ustawy OZE ( <u>propozycja</u> <u>zmiany</u> )	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	<p>Energia zużywana na własne potrzeby          Przepis art. 96 ust. 3 uOZE, budzi wątpliwości w zakresie rozumienia energii elektrycznej zużywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w części, w jakiej nie jest zużywana do jej wytwarzania – w kontekście opłaty OZE. Nie jest jasne czy np. energia elektryczna zużywana w elektrociepłowni na biogaz, jest w całości zwolniona z opłaty OZE. Zdaniem PIGEOR racjonalną i zasadniczo niebudzącą kontrowersji powinna być interpretacja wskazująca, iż cała energia elektryczna wykorzystywana w tego typu zakładach, w tym energia wykorzystywana na np. oświetlenie, monitoring etc. nie powinna być uwzględniana w kontekście opłaty OZE. Powyższy przepis</p>	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Nielcelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.

			powinien być dostosowany, aby uniknąć zbędnych sporów interpretacyjnych. Proponujemy, aby część wspólna przepisu art. 96 ust. 3 stanowiła: „- w części, w jakiej nie jest zużywana do jej wytwarzania przesyłania lub dystrybucji, uwzględnia się w ilościach energii elektrycznej, w odniesieniu do której pobiera się opłatę OZE, przy czym przez energię zużywaną na potrzeby jej wytwarzania rozumie się całą energię elektryczną, zużywaną przez danego wytwórcę, w związku z eksploatowanym źródłem wytwórczym, w tym energię zużywaną przez infrastrukturę i urządzenia znajdujące się na terenie danej instalacji, w szczególności oświetlenie, monitoring, urządzenia pomiarowe oraz służące wyprowadzeniu mocy elektroenergetycznej.”	
52.	art. 1 pkt 20 (art. 120 ust. 3)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	W związku z literalnym brzmieniem tego przepisu wnioskujemy o przedstawienie wyjaśnienia jak jest różnica pomiędzy sformułowaniami „zbycie” i „obróć”, wprowadzonymi w projekcie nowelizacji ustawy, a sformułowaniami „przekazanie” i „przeniesienie” stosowanymi dotychczas w ustawie OZE.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
53.	art. 170 ust. 6 ustawy OZE ( <u>propozycja zmiany</u> )	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Art. 170 ust. 6 Łączna wielkość kary Prezesa URE nie może być wyższa niż 5 mln zł. <u>Uzasadnienie:</u> Wprowadzenie powyższej propozycji pozwoli właścicielom instalacji OZE (głównie biomasowych) na uniknięcie w okresie długofalowym znaczących strat finansowych spowodowanych drastycznym wzrostem ceny biomasy. Znaczący wzrost cen biomasy może spowodować nieopłacalność pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy, w których wyłącznym paliwem jest biomasa i wstrzymanie pracy tych jednostek. Brak możliwości w systemie aukcyjny zmiany zadeklarowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej przy nieprzewidywalnym oddziaływaniu rynku biomasy, nie może powodować nakładania na Spółki drastycznych kar za działania, które mają na celu obronę finansów Spółki. Dodatkowo ze względów niezależnych od wytwórców energii elektrycznej w okresie długofalowym może wystąpić brak dostępności biomasy na rynku, co spowoduje wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy i w efekcie nałożenie na Spółkę drastycznych kar finansowych.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
54.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 4)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Art. 192 ust. 4 OZE Proponuje się następujące brzmienie przepisu: „4. Umowa o przyłączenie do sieci wymaga dostosowania do postanowień ust. 3 w terminie 30 dni od dnia złożenia przez wytwórcę do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego wniosku o dostosowanie harmonogramu przyłączenia wraz z kopią prawomocnego pozwolenia na budowę przyłączanej instalacji odnawialnego źródła energii.” Obecne terminy, np. okres 30 miesięcy w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych może okazywać się operacyjnie zbyt krótkim. W celu przystąpienia do aukcji OZE wytwórca jest zobowiązany dołączyć do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji m.in. prawomocne pozwolenie na budowę wydane dla projektowanej instalacji OZE. W Projekcie zaproponowano, że przedłużony zostanie termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w umowach o przyłączenie dla wszystkich OZE,	<b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ



			<p>w tym również tych dla których do tej pory nie uzyskano pozwolenia na budowę instalacji przyłączanej.</p> <p>W ocenie OSD, duża liczba umów o przyłączenie OZE, dla których uzyskano pozwolenie na budowę (np. dla ENERGA-OPERATOR SA jest to 27 sztuk o łącznej mocy przyłączeniowej 1013,18 MW w przypadku przyłączenia do sieci WN oraz 251 sztuk o łącznej mocy przyłączeniowej 403,2 MW w przypadku przyłączenia do sieci SN) uprawnia do stwierdzenia, że tylko te zadania inwestycyjne powinny być kontynuowane.</p> <p>Nie bez znaczenia jest też fakt, że po wygraniu aukcji OZE przez wytwórcę, Operator ma 30 dni na dostosowanie harmonogramu umowy o przyłączenie, dlatego też prace OSD powinny koncentrować się na dostosowaniu umów o przyłączenie OZE dla umów realnych do realizacji tj. z uzyskanymi pozwoleniami na budowę.</p> <p>W pozostałych sprawach, termin na dostarczenie po raz pierwszy energii elektrycznej powinien pozostać zgodny z aktualnym brzmieniem art. 7 ust 2a pkt 2 ustawy Prawo energetyczne tj. 04.05.2019r.</p>	
55.	art. 1 pkt 30 (art. 192 ust. 3-5)	ClientEarth	<p>Fundacja podziela obawy dotyczące możliwości niezrealizowania przynajmniej części planowanych instalacji wiatrowych, które wygrają tegoroczną aukcją OZE, z powodu restrykcji przewidzianych w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. ustawie odległościowej)<sup>6</sup>, w szczególności w art. 13 ust. 2 tej ustawy, zgodnie z którym uzyskane dotychczas pozwolenia na budowę wygasają w połowie 2021 r.</p> <p>Co więcej, w związku z nieznanymi jeszcze terminami przeprowadzania tegorocznych aukcji oraz przyjętym modelem finansowania inwestycji w instalacje OZE (najczęściej formuła project finance, częste pozyskiwanie finansowania po zapewnieniu sobie wsparcia / wygraniu aukcji), niewystarczające może okazać się wydłużenie okresu obowiązywania umów o przyłączenie do sieci jedynie do stycznia 2020 r. (art. 1 pkt 30 projektu).</p> <p>Powoduje to, że przewidziany przepisami ustawy o OZE czas na pierwszą dostawę energii z nowych instalacji, który w przypadku elektrowni wiatrowych na lądzie wynosi 30 miesięcy, będzie w praktyce fikcją, a niektórzy zwycięzcy aukcji będą dyskryminowani z uwagi na wykorzystywaną technologię lub zasady / czas zawarcia umowy przyłączeniowej. Powyższe ograniczenia, które zmuszają inwestorów do podejmowania większego ryzyka, najpewniej przełożą się także na wyższe ceny energii oferowane przez uczestników aukcji, a co za tym idzie – wyższe koszty systemu wsparcia dla odbiorców końcowych.</p> <p>Fundacja postuluje więc wydłużenie ważności wydanych pozwoleń na budowę dla elektrowni wiatrowych, na okres co najmniej 30 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia tegorocznych aukcji OZE, dedykowanych energetyce wiatrowej. Postuluje się również odpowiednie wydłużenie ważności umów przyłączeniowych, tak aby zwycięskie projekty miały realną szansę na realizację i aby nie zawyżać cen zamknięcia aukcji.</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b> Po uzgodnieniu możliwości przedłużenia terminu z MSZ</p>
56.	art. 2 (art. 29 ust. 2 pkt 16 uPb)	Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki	<p>Należy jednak podkreślić, że proponowana obecnie zmiana stanowi istotny krok w tył dla ochrony p. poż. systemów fotowoltaicznych. Zmniejsza się bezpieczeństwo osób pracujących lub mieszkających w domach z systemami PV.</p>	<p><b>Uwaga przyjęta kierunkowo</b></p>

			<p>Istnieje kilkanaście parametrów i kryteriów, które należy określić w formie wytycznych dla projektantów i instalatorów. Lista kontrolna przeglądu ochrony p. poż. zawiera ponad 60 pozycji. Schemat elektrycznego wykonania urządzeń fotowoltaicznych wraz z zaznaczeniem miejsca wyłącznika głównego zasilania w budynku jest tylko jednym z wielu wymagań dla ochrony przeciwpożarowej systemów fotowoltaicznych. Nasuwa się pytanie dlaczego został wybrany akurat ten jeden parametr.</p> <p>Należy przy tym podkreślić, że instalacje fotowoltaiczne są technologią bezpieczną – co wykazują m.in. statystyki z krajów, w których fotowoltaika rozwija się od co najmniej kilkunastu lat. Dlatego Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki wnioskuje o pozostawienie obecnego zapisu zgodnie z treścią art. 2 projektu ustawy: „W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2018 r. poz. 1202 z późn. zm.) w art. 29 w ust. 2 pkt 16), czyli pozostawienie obowiązku obligatoryjnych uzgodnień instalacji fotowoltaicznych pod względem zgodności z wymogami ochrony p. poż. Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki oferuje swoją pomoc w tworzeniu wytycznych dla uzgodnienia projektu budowlanego z wymogami p. poż.</p>	
57.	art. 3 (art. 32 ust. 1a ustawy Prawo energetyczne)	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	<p>Wiek instalowanych urządzeń (także dla instalacji poza systemem wsparcia)</p> <p>W art. 3 Projektu przedstawiono propozycję dodania ust. 1a do art. 32 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Z formalnego punktu widzenia to postanowienie obarczone jest błędem technicznym, gdyż przywołuje „ust. 1 lit b” podczas gdy takiego przepisu w Prawie energetycznym nie ma. Prawdopodobnie autorzy mieli na myśli „ust. 1 pkt 1) lit. b)”.</p> <p>Intencja autorów Projektu jest jasna, chodzi o zapobiegania instalowania urządzeń używanych. Jest to idea ze wszech miar godna poparcia, gdyż nie powinna mieć miejsce sytuacja, w której z pomocy publicznej korzystają wytwórcy stosujący urządzenia zamortyzowane już wcześniej w innych systemach. Z tego też punktu widzenia propozycja wejścia w życie dopiero od stycznia 2021r. jest trudna do zrozumienia. W takiej formie może to być zachęta dla inwestorów do sprowadzania, do tego czasu, używanych urządzeń instalowanych w elektrowniach budowanych bez systemu wsparcia. Proponujemy usunięcie tej propozycji.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
58.	art. 3 (art. 32 ust. 1a ustawy Prawo energetyczne)	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p>Proponuje się weryfikację i unifikację terminów w treści ustawy: 48 miesięcy lub 42 miesiące. Wydaje się, że zgodnie z uzasadnieniem Projektu, to terminy określone w: Art. 1. 11) Projektu dot. art. 74 ust. 1 Ustawy o OZE oraz Art. 1. 15) w części dot. art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE; oraz Art. 3 Projektu w części dot. nowego ust. 1a art. 32 Prawa Energetycznego z dnia 10 kwietnia 1997 r. (z późn. zm.); miałyby zostać ujednoczone, stąd propozycja weryfikacji i ewentualnego dostosowania. Ponadto zwracamy uwagę, że modyfikacja przedmiotowych zasad może być niekorzystna dla wytwórców, chcących skorzystać z używanych urządzeń dla instalacji, dla których koncesja wydawana będzie po raz pierwszy.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
59.	art. 5	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,	<p>W treści art. 5 ust. 1 pkt 1 i art. 5 ust. 3 pkt 1 proponuje się zmianę treści poprzez zastąpienie słów "pkt 2 – 4a i 8 – 14" słowami "pkt 2 – 4a i 8 – 13".</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

		Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<u>Uzasadnienie:</u> Przywołane przepisy art. 5 ust. 1 pkt 1 i art. 5 ust. 3 pkt 1 dotyczą instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. W punktach tych umieszczono odwołanie do art. 77 ust. 5 pkt 14, tymczasem punkt ten dotyczy instalacji odnawialnego źródła energii "o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji:". Pojawia się więc błąd logiczny.	
60.	art. 5 ust. 5 i 6	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Brak aukcji OZE dla zmodernizowanych MEW. W naszej ocenie istnieje potencjał instalacji, które mogłyby zostać zmodernizowane w drodze aukcji.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
61.	art. 8	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Aukcje przeprowadzane poza Internetową Platformą Aukcyjną. Brak stosowania elektronicznych aukcji ogranicza możliwości ich uczestników, związane np. z możliwością wycofania lub korekt składanych ofert.	<b>Uwaga nieprzyjęta</b> Niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania projektu.
62.	art. 9	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Sugeruje się weryfikację i ujednoczenie treści Projektu oraz jego uzasadnienie ponieważ pojawiają się dwa terminy wejścia w życie: (i.) 1 kwietnia 2019 r. oraz (ii.) 14 dni od dnia ogłoszenia. W uzasadnieniu Projektu dot. art. 9 (wejście w życie) na str. 18 podano datę 1 kwietnia 2019 roku, natomiast na stronie 16 wskazano, że wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.	<b>Uwaga przyjęta</b>
63.	art. 9 ( <u>propozycja</u> <u>dodania</u> )	ClientEarth	Ponadto, w ocenie Fundacji, zakładana w projekcie data wejścia w życie ustawy (1 kwietnia 2019 r.) jest nierealistyczna i nie gwarantuje należytego rozpatrzenia zgłoszonych uwag oraz rzetelnego procesu legislacyjnego na etapie prac parlamentarnych. W chwili obecnej (7 marca) kalendarz sejmowy przewiduje przed 1 kwietnia tylko jedno posiedzenie Sejmu, w dniach 11-13 marca, oraz nie przewiduje żadnego posiedzenia Senatu (najbliższe planowane jest na dni 11-12 kwietnia). Fundacja rozumie jednocześnie, że w przypadku braku szybkiej nowelizacji, z początkiem maja br. wygasłaby znaczna część niezrealizowanych dotychczas umów przyłączeniowych.	<b>Uwaga przyjęta</b>
64.	Uzasadnienie	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej	Zaufania tego nie poprawiają niektóre stwierdzenia z uzasadnienia omawianego projektu ustawy o oze. Przykładowo w punkcie 3) na stronie 2 zapisano: sytuacja na rynku energii elektrycznej (wzrost cen energii) jak również wzrost cen praw majątkowych zmierza w kierunku wystąpienia mechanizmu wzrostu notowań ponad poziom średnioważonego kosztu wytworzenia tej energii. Interwencja legislacyjna ma na celu przyjęcie rozwiązania utrzymującego wysokość rynkową cen świadectw pochodzenia na poziomie skorelowanym z kosztami wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii. Twierdzenie to nie ma żadnego związku zarówno z sytuacją rynkową, jak i z sytuacją poszczególnych branż oze. Po pierwsze, po zauważalnym wzroście cen energii w III i IV kwartale ubiegłego roku, jej notowania na rynku spotowym w miesiącu lutym	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>spadły o ok. 20% (a tylko ten jest miarodajny dla szacowania rzeczywistych przychodów wytwórców oze wytwarzających ponad 70% energii, która objęta jest systemem zielonych certyfikatów), natomiast ceny na rynkach terminowych w perspektywie lat 2020-2021 wskazują na zahamowanie trendu rosnącego, a nawet na bardzo prawdopodobny spadek hurtowych cen energii.</p> <p>Podobne zjawiska występują na rynku zielonych certyfikatów. Po trwającym ponad 4 lata systematycznym spadku cen świadectw pochodzenia, ich wysokość w 2018 r zaczęła, z pewnymi wahnięciami, rosnać, ale i tak ich średnioroczna cena ważona (103,2 PLN/MWh) nie osiągnęła jeszcze poziomu z 2015 r (122,9 PLN/MWh), a od połowy stycznia 2019 r do dnia dzisiejszego cena certyfikatów spadła o ponad 30%, to jest znacznie poniżej aktualnego poziomu opłaty zastępczej. Oznacza to, że uśrednione przychody operatorów oze nie powróciły jeszcze do poziomu z i tak słabego roku 2015.</p>	
65.	Uzasadnienie	Towarzystwo Obrotu Energią	<p><b>UWAGI OGÓLNE DO UZASADNIENIA:</b></p> <p>a) Podjęte działania opisane w uzasadnieniu nie gwarantują osiągnięcia celu 15% udziału OZE w 2020 r. (19,1 % w energii elektrycznej). Nawet jeżeli przeprowadzi się aukcje w trakcie roku 2019, to źródła powstaną z pewnym opóźnieniem, a energia elektryczna przez nie wyprodukowana nie zabezpieczy realizacji tego celu w 2020 r.</p> <p>b) W uzasadnieniu pojawia się stwierdzenie, że obciążenie dla odbiorców końcowych z tytułu opłaty OZE będzie utrzymywało tendencję spadkową w nadchodzących latach. W bieżącym roku kalendarzowym, podobnie jak w roku 2018, poziom opłaty OZE ustalany przez Prezesa URE utrzymuje się na poziomie 0,00 zł.</p> <p>c) Biorąc pod uwagę pkt 4) projektu ustawy dot. objaśnienia symbolu „Ozjo”, po podstawieniu do wzoru w art. 56 ustawy o odnawialnych źródłach energii, wysokość opłaty zastępczej w sytuacji nagłego wzrostu cen na rynku hurtowym może przyjąć wartość ujemną. W ustawie powinny znaleźć się zapisy uwzględniające takie sytuacje.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
66.	Uzasadnienie	Polskie Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o.	<p>Brak w uzasadnieniu Projektu Ustawy rzetelnych informacji o rzeczywistym zakresie oddziaływania na wytwórców energii z OZE</p> <p>W uzasadnieniu do Projektu Ustawy nie wspomniano o negatywnych konsekwencjach zmian systemu świadectw pochodzenia dla właścicieli instalacji korzystających z tego systemu wsparcia. Uzasadnienie nie zawiera też jakiegokolwiek analizy dotyczącej wpływu proponowanych zmian na sytuację finansową właścicieli instalacji OZE.</p> <p>Z żalem należy zauważyć, że nie jest to pierwszy przypadek wprowadzania w polskim systemie prawnym zmian w oczywisty sposób negatywnie oddziałujących na branżę OZE bez wskazania takich negatywnych konsekwencji w uzasadnieniu do projektu zmiany prawa. Jak wspomniano wcześniej, polski Rząd ma pełną wiedzę dotyczącą rzeczywistych kosztów wytwarzania energii w instalacjach OZE działających w systemie świadectw pochodzenia, ponieważ dane są dostępne w Ekspertyzie EY sporządzonej na zlecenie Rządu. W konsekwencji Projektodawca z łatwością może ustalić, że skoro uśredniony koszt wytwarzania energii z instalacji OZE działających w systemie świadectw pochodzenia wynosi 506 zł/MWh to Projekt Ustawy negatywnie oddziałuje na branżę OZE poprzez ustalenie „urzędowego” maksymalnego poziomu wynagrodzenia za 1 MWh w kwocie niższej niż koszty</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

			<p>wytworzenia. Taki zapis powinien znaleźć się zarówno w uzasadnieniu do Projektu Ustawy, jak i w ocenie skutków regulacji.</p> <p>Podobny przypadek pominięcia istotnych kwestii dotyczących wpływu projektu regulacji na sektor OZE miał miejsce w związku z procedowaniem projektu ustawy o inwestycjach z zakresie elektrowni wiatrowych. Zapisy tej ustawy spowodowały wzrost podatku od nieruchomości pobieranego od właścicieli elektrowni wiatrowych o ponad 400%. Uzasadnienie projektu wspomnianej ustawy oraz ocena skutków regulacji nie wspominały o takim wpływie zmian legislacyjnych na sektor energetyki wiatrowej. W konsekwencji posłowie pracujący nad ustawą oraz podejmujący decyzję o tym w jaki sposób głosować nie mieli wiedzy o wszystkich istotnych konsekwencjach uchwalenia ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Ponad półtora roku po wejściu w życie wspomnianej ustawy, podczas posiedzenia Sejmowej Komisji Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa w dniu 9 listopada 2017 r. przedstawiciel Ministra Energii wprost stwierdził, że „(...) ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych przyczyniła się do niezamierzonych skutków prawnych w postaci zmian opodatkowania – kilkukrotnej podwyżki podatków od nieruchomości (...)” (str. 5 zapisu przebiegu posiedzenia komisji sejmowej). Z pewnością takich „niezamierzonych” konsekwencji można uniknąć, jeżeli uzasadnienia do projektów aktów prawnych oraz oceny skutków regulacji są przygotowane rzetelnie i w sposób wyczerpujący.</p> <p>Aby uniknąć powtórzenia się sytuacji, w której posłowie podejmują decyzję o losach ustawy bez dostępu do pełnej wiedzy o skutkach planowanej regulacji Spółka zamierza przekazać informacje zawarte w niniejszym piśmie bezpośrednio komisji sejmowej, która będzie się zajmowała procedowaniem Projektu Ustawy.</p>	
67.	Uzasadnienie	ClientEarth	<p>Ponadto, w uzasadnieniu do projektu (pkt 3 na s. 2) projektodawca nie precyzuje, na jakich danych opierał się przy obliczaniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej w istniejących instalacjach OZE, funkcjonujących w systemie zielonych certyfikatów, a także, czy w obliczeniach tych brał pod uwagę marże wytwórców, czy też odnosi się do pokrycia samych kosztów generacji energii.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
68.	Uzasadnienie	ClientEarth	<p>Co do uzasadnienia do projektu, Fundacja zwraca uwagę, że nawet w mało prawdopodobnym scenariuszu rozpoczęcia generacji przez większość zamawianych w tym roku nowych instalacji OZE z początkiem 2020 r. i, w konsekwencji, osiągnięcia ponad 19-proc. udziału OZE w elektroenergetyce (s. 3-4 uzasadnienia), Polska najpewniej nie osiągnie swoich prawnie wiążących celów OZE na 2020 r. (tj. 15 proc. w konsumpcji energii ogółem i 10 proc. w sektorze transportowym), z uwagi na niewystarczający udział energii ze źródeł odnawialnych w innych sektorach, zwłaszcza w transporcie.</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>
69.	Uzasadnienie	Polsko-Portugalska Izba Gospodarcza PPCC,	<p>Warto również zwrócić uwagę na niespójność i nietrafność argumentów podnoszonych w uzasadnieniach do Projektu oraz do nowelizacji wprowadzającej poprzednią zmianę w art. 56 ustawy o OZE. Przykładowo nie sposób zgodzić się z argumentem wskazanym w uzasadnieniu do Projektu, że przewidywanym efektem nowelizacji będzie wyeliminowanie niepewności po stronie przedsiębiorców</p>	<b>Uwaga przyjęta</b>

		Polsko-Hiszpańska Izba Gospodarcza PHIG	uczestniczących w systemie świadectw pochodzenia oraz że Projekt przyczyni się do utwierdzenia przedsiębiorców w zakresie zaproponowanych stabilnych i jasnych mechanizmów wsparcia energii z OZE.	
70.	Uwaga ogólna	Wojewoda Warmińsko-Mazurski	<p>Pozwalam sobie przekazać Panu Ministrowi parę uwag, z jakimi zwracają się do mnie osoby i podmioty zainteresowane realizacją inwestycji z zakresu odnawialnych źródeł energii w województwie warmińsko-mazurskim, gdyż wiadomo mi, że w resorcie trwają prace przygotowawcze do nowelizacji ustawy o OZE. Jednym z podmiotów jest firma Biogal Sp. z o.o., która jako pierwsza postawiła w województwie instalację biogazową i z pewnością można nazwać ją prekursorem działań w zakresie odnawialnych źródeł energii w regionie.</p> <p>Opiniujący zwracają m.in. uwagę na zapis art. 80 ust. 1 pkt 2, Ustawy, który mówi: <i>Aukcję wygrywają uczestnicy aukcji, których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii określonej w ogłoszeniu o aukcji i 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi ofertami.</i> Zapis taki powoduje, że 20% ofert składanych w danej aukcji, które mają najwyższą cenę zostaje z góry odrzuconych. Źródeł takiego zapisu należy się doszukiwać w przeciwdziałaniu ewentualnej „zmowie cenowej” na rynku, jednak w przypadku rynku biogazu, który w Polsce rozwija się z wielkim trudem, zapis ten wydaje się nie być zasadnym. Tym bardziej, że ofert na aukcji w tym „koszyku” jest niewiele i pula przeznaczonych na to pieniędzy pozostaje niewykorzystana.</p> <p>Zwraca się uwagę na fakt, że podpisany przez Polskę „Pakiet klimatyczno-energetyczny” zobowiązuje nasz kraj, że do roku 2020 zwiększy udział OZE w bilansie energetycznym o 15%. Jak piszą zgłaszający ten problem, „blokowanie istniejących już odnawialnych źródeł energii, które posiadają wszelkie możliwe pozwolenia i zgody na uruchomienie jest działaniem niezrozumiałym”. Warto byłoby przyjrzeć się zapisom ustawy, szczególnie w kontekście rynku biogazu. Wyprodukowanie energii elektrycznej z biogazu jest procesem zdecydowanie trudniejszym niż jej produkcja z instalacji fotowoltaicznych czy wiatrakowych. Dodatkowo instalacje biogazowe pełnią jeszcze inną ważną środowiskowo funkcję, którą jest utylizacja „trudnych” odpadów z rynku rolnego (np. gnojowica) czy rolno-spożywczego (np. przeterminowana żywność, lub jej komponenty).</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Proponowane rozwiązanie wykracza poza przyjęty przez Radę Ministrów zakres przedmiotowej nowelizacji. Jak wskazano w uzasadnieniu do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.</p>
71.	Uwaga ogólna	Biogal Sp. z o.o.	<p>Dotychczasowe zapisy w ustawie o OZE dotyczące odrzucenia 20% ofert w systemie aukcyjnym charakteryzującymi się najwyższymi cenami jest krzywdzące dla inwestorów. Wnioski, które wypływają z dotychczas przeprowadzonych aukcji dotyczących wyprodukowanej energii elektrycznej z biogazu rolniczego jednoznacznie świadczą o tym iż inwestorów chcących wybudować tego typu instalacją jest niewielu i odrzucanie ofert osób zainteresowanych inwestowaniem w tę branżę jest krzywdzące nie tylko dla inwestorów jak i również dla całego systemu energetycznego.</p> <p>Istnieje również możliwość poparcia zmian legislacyjnych dotyczących art. 70a ustawy oze - „system FIP przeznaczony jest dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW”, aby objąć instalację</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>Proponowane rozwiązanie objęcia instalacji biogazowych powyżej 1 MW premią gwarantowaną (FIP) wykracza poza przyjęty przez Radę Ministrów zakres przedmiotowej nowelizacji. Ponadto, przyjęcie uwagi wiązałoby się z koniecznością uzyskania decyzji pozytywnej Komisji Europejskiej, po wcześniejszym</p>

			wytwarzające energię elektryczną z biogazu rolniczego z instalacji powyżej 1,00 MW systemem FIP wnioskując, aby system FIP obejmował również biogazownie o zainstalowanej mocy np. 2,00 MW i 2,5 MW.	przeprowadzeniu procesu notyfikacyjnego. Jak wskazano do uzasadnieniu do projektu, priorytetem jest przyjęcie przepisów umożliwiających przeprowadzenie aukcji. Zatem niecelowe byłoby rozszerzenie zakresu merytorycznego, który może wydłużyć czas procedowania nowelizacji ustawy.
72.	Uwaga ogólna	Kancelaria Prawna Gramatowscy	<p>Z chwilą polepszenia kondycji podmiotów funkcjonujących w systemie zielonych certyfikatów pojawiły się symptomy wskazujące na gotowość inwestowania tych podmiotów w kolejne projekty OZE. Wskazać jednocześnie należy, że są to podmioty znające branżę i zawiłości procesu inwestycyjnego. Stabilna kondycja tych podmiotów stanowi przykłady naśladowane przez inne podmioty rozważające możliwość inwestowania w OZE. Jednocześnie banki i pozostałe instytucje finansowe w Polsce nie są gotowe finansować inwestycji w OZE. Faktem jest również, że kolejna zmiana legislacyjna systemu wsparcia OZE - jest sprzeczna z ideą zwiększania potencjału OZE w Polsce.</p> <p>Reasumując, uzasadnienie projektu ustawy w zakresie zmian w systemie zielonych certyfikatów prowadzi do zmniejszenia możliwości inwestycyjnych sektora OZE, a jednocześnie jest sprzeczne z całokształtem działań zmierzających do zwiększenia potencjału OZE w Polsce.</p>	<p><b>Uwaga nieprzyjęta</b></p> <p>W ocenie ME zmiany zaproponowane w projekcie ustawy zwiększą możliwości inwestycyjne sektora OZE.</p>

**Zgłoszenia zainteresowania pracami nad projektem w trybie ustawy  
o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa**

W trybie ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zainteresowanie pracami nad projektem ustawy zgłosiły:

1. Zarządca Rozliczeń – dnia 6 marca 2019 r.
2. Działdowo sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.
3. Energa S.A. – dnia 7 marca 2019 r.
4. Gewind Grabik – dnia 7 marca 2019 r.
5. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii – dnia 7 marca 2019 r.
6. Miksztal Windfarm sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.
7. Salarian sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.
8. Stowarzyszenie Papierników Polskich – dnia 7 marca 2019 r.
9. Suchań sp. z o.o. – dnia 7 marca 2019 r.



ZR.024-4/18.5

Warszawa, dn. 06.03.2019 r.

## Ministerstwo Energii

Konsultacje Społeczne projektu ustawy

### ZGŁOSZENIE

Zainteresowania pracami nad projektem

**USTAWY O ZMIANIE USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII  
ORAZ NIEKTÓRYCH INNYCH USTAW - ~~Zmiany danych\*~~**

#### A. Oznaczenie podmiotu zainteresowanego pracami nad projektem

1. Nazwa/imię i nazwisko\*\* Zarządca Rozliczeń S.A.
2. Siedziba/miejsce zamieszkania\*\* 00-679 Warszawa, ul. Wilcza 50/52
3. Adres do korespondencji 00-679 Warszawa, ul. Wilcza 50/52
1. Adres e-mail: sekretariat@zrsa.pl

#### B. Wskazanie osób uprawnionych do reprezentowania podmiotu wymienionego w części A w pracach nad projektem

Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1.	Jan Bogolubow - Prezes Zarządu	00-679 Warszawa, ul. Wilcza 50/52
2.	Maciej Chrost - Prokurent	00-679 Warszawa, ul. Wilcza 50/52
3.		
4.		

#### C. Opis postulowanego rozwiązania prawnego, ze wskazaniem interesu będącego przedmiotem ochrony

Zarządca Rozliczeń S.A. jest jednym z podmiotów, na których spoczywa obowiązek realizacji projektowanej ustawy.

Dodatkowym uzasadnieniem naszego zgłoszenia jest praktyczne doświadczenie zebrane przez Spółkę w toku dotychczasowej działalności w realizacji innych zbliżonych programów i gotowość do podzielenia się nim z projektodawcami w formie analiz i głosu doradczego.

### Opis postulowanych poprawek wraz z uzasadnieniem

I. Poprawki redakcyjne do **art. 1 pkt 7** projektu. Wydaje się, że projektowane zmiany ust. 1 i 2 w art. 70a ustawy OZE zostały zamienione ze sobą; ponadto w celu zachowania spójności zmiana części wspólnej w ust. 2 w art. 70 ustawy OZE wymaga uzupełnienia poprzez skreślenie wyrazów „innemu niż sprzedawca zobowiązany”. W związku z tym pkt 7 proponujemy nadać brzmienie:

„ 7) w art. 70a:

a) w ust. 1:

- w pkt 5 po wyrazie „hydroenergie” dodaje się wyraz „,albo”,
- dodaje się pkt 6 w brzmieniu:  
„6) biomasę”,
- w części wspólnej wyrazy „albo innemu podmiotowi” zastępuje się wyrazami „albo wybranemu podmiotowi, na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5”,

b) w ust. 2:

- w pkt 5 po wyrazie „hydroenergie” dodaje się wyraz „,albo”,
- dodaje się pkt 6 w brzmieniu:  
„6) biomasę”,
- w części wspólnej skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany” i po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „na zasadach innych niż określone w art. 70c ust. 1-5”, „

Ponadto zwracamy uwagę, że wyłączenie (w odesłaniu) **art. 70c ust. 1-5**, a więc także ust. 2 tego artykułu w przypadku sprzedaży wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż stosowanych do sprzedawcy zobowiązanego **może sugerować, że w stosunku do takich wytwórców nie stosuje się już ceny skorygowanej z art. 39a ust. 5 i 7 oraz że wsparcie sprzedaży nie jest już ograniczone okresem wskazanym w zaświadczeniu z art. 70b ust. 8.**

W związku z tym proponujemy w art. 70c ust. 2 przed wyrazami „cenie zakupu” wstawić wyraz „stałej”, a po tych wyrazach postawić kropkę i skreślić pozostałą część (będzie zbędna po przeniesieniu treści do art. 70e ). Natomiast w ust. 1 w art. 70e proponujemy dodać zdanie drugie w brzmieniu:

„Stałą cenę zakupu oblicza się zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7.”

a ust. 2 w art. 70e nadać następujące brzmienie, przy okazji zwiększające precyzję dotychczasowego zapisu:

„~~2. Zakup~~ Sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70a ust. 1 i 2, lub prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 1 ~~pkt 4~~ i ust. 2 pkt 3, ~~obowiązuje wytwórców~~ przysługuje wytwórcom, którzy uzyskają zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.”

II. Poprawki redakcyjne do art. 1 pkt 8 lit. a i c projektu. Uzasadnienie analogiczne jak w propozycji nr I. W związku z tym pkt 8 lit a i c proponujemy nadać brzmienie:

„ a) w ust. 3 w pkt 7 po wyrazie „zobowiązany” wyrazy „czy innemu podmiotowi” zastępuje się wyrazami „czy wybranemu podmiotowi, na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5”

c) w ust. 9 w pkt 2 po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „ na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5” i skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany”.”

III. Art. 1 pkt 8 lit e i f . Wykreślenie w art. 70b ust. 12 i dodanie ust 12a ustawy OZE wymaga konsekwentnie dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych uzupełnienia o skutki sprzedaży w ramach zaświadczeń po terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d. Powinno być jasne, że sprzedaż energii elektrycznej jest lub nie jest podstawą rozliczenia ujemnego salda. Dlatego proponujemy w projektowanym art. 70b ust. 12a dodać na końcu ustępu wyrazy „przy zachowaniu praw i obowiązków, o których mowa w art. 70f ust. 1”.

IV. W celu zachowania spójności zmian proponujemy także dodać w art. 1 pkt 8a w brzmieniu:

„8a) w art. 70c ust. 6 w pkt 1 po wyrazie „podmiotowi” dodaje się wyrazy „ na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1-5” i skreśla się wyrazy „innemu niż sprzedawca zobowiązany”, ”.

V. Art. 1 pkt 15 lit a

Zmiana art. 79 ust. 3 pkt 4a ustawy OZE polegająca na dodaniu słów „planowanej daty rozpoczęcia” powoduje, że brak jest wskazania jaki okres obejmuje oferta. Dlatego proponujemy na końcu tego ustępu dodać wyrazy „oraz wskazanie okresu tego wsparcia”.

**Proponujemy także nie dokonywać zmiany art. 79 ust. 3 pkt 6 ustawy OZE w zakresie zamiany słów „zobowiązuje się” na „planuje”.**

Zobowiązanie do wytworzenia określonej ilości energii w ramach systemu aukcyjnego jest weryfikowane w okresach 3 – letnich. Pozwala odpowiednio planować i kontrolować przepływy finansowe w ramach systemu wsparcia. Oferta aukcyjna jest zobowiązaniem dwustronnym dla wytwórcy, daje gwarancje odpowiednich przychodów, a dla Państwa gwarancję odpowiedniego dostarczenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do sieci. Zmiana zobowiązania na plan powoduje zamieszanie interpretacyjne co do obowiązków i praw wytwórców i sprzedawców oraz co do potrzeby zmiany w art. 79 w zakresie dodania ust. 9-11 odnośnie aktualizacji oferty. Jeżeli ilość jest planowana i nie powoduje to dodatkowych obowiązków z tego wynikających to nie ma potrzeby aktualizacji planu.

Ponadto ostatniemu tiret proponujemy nadać brzmienie:

**„- w pkt 8 lit a po wyrazach „sprzedaży po raz pierwszy” dodać wyrazy „w ramach systemu aukcyjnego”, a wyrazy „w terminie 36 miesięcy” zastąpić wyrazami „w terminie 42 miesięcy””. Jest to zgodne z brzmieniem lit b w tym art. i doprecyzowuje brzmienie tego przepisu.**

#### **VI. Art. 1 pkt 15 lit b**

**Proponujemy w dodawanym ust. 10 w art. 79 ustawy OZE po wyrazach „energii elektrycznej” dodać wyrazy „w systemie aukcyjnym” i skreślić pozostałą część.** Uzasadnione jest to koniecznością zapewnienia Spółce wystarczającego czasu na uwzględnienie zmian. Stosowana jest praktyka występowania z pierwszymi wnioskami o pokrycie ujemnego salda nawet kilka miesięcy po rozpoczęciu sprzedaży. Ponadto spowoduje to uproszczenie przepisu.

#### **VII. Art. 1 pkt 16 lit b**

Odniesienie w tym przepisie do terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej określonego w **art. 79 ust 3 pkt 8** ustawy OZE jest niekonsekwentne, ponieważ w tym ust. jest mowa o terminie na pierwszą sprzedaż energii w ramach oferty aukcyjnej.

#### **VIII. Proponujemy dodać w art. 1 pkt 16a dotyczący art. 83 ust. 2 ustawy OZE.**

**Proponujemy dodać na końcu ustępu 2 wyrazy „w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust1 pkt 4 oraz ust 2 pkt 3”.**

Jest to doprecyzowanie w zakresie podstawy do rozliczenia obowiązku. To w sprawozdaniach miesięcznych wytwórcy deklarują ilość sprzedawaną w ramach systemu aukcyjnego i to ta wartość stanowi podstawę do rozliczenia. Z punktu widzenia rozliczenia systemu aukcyjnego ważna jest sprzedaż energii elektrycznej, a nie sam fakt jej wytworzenia.

**IX.** W **art. 1 pkt 18 lit a**, w skierowanym do sprzedawców zobowiązanych art. 93 ust. 1 ustawy OZE, we wprowadzeniu do wyliczenia, zastąpienie odesłania do art. 92 ust. 6 ustawy OZE odesłaniem do art. 92 ust. 5 budzi wątpliwości, ponieważ w ust. 5 jest mowa tylko o wytwórcach z instalacjami o mocy nie mniejszej niż 500 kW. **Dlatego proponujemy nie dokonywać tej zmiany.**

**X.** W **art. 1 pkt 18 lit b** proponujemy dodanie na końcu tiret w **art. 93 ust. 12** ustawy OZE drugiego zdania w brzmieniu:

**„Wartość dodatniego i ujemnego salda ujmowana jest w wartości zwaloryzowanej, na rok zwrotu dodatniego salda przy zastosowaniu zasady waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10;”**

Uzupełnienie to pozwala wprowadzić ujęcie zmiany wartości pieniądza w czasie do rozliczenia dodatniego salda. Ponieważ kwoty ujemnego salda są wypłacane w różnym okresie oraz w różnym okresie następuje naliczenie dodatniego salda to należy sprowadzić to do wartości porównywalnych.

**XI.** W **art. 1 pkt 18** proponujemy dodanie zapisu jednoznacznie wprowadzającego górny limit sprzedaży objętej aukcyjnym systemem wsparcia, tak aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych nt. różnicy pomiędzy instalacjami o mocy poniżej 500 kW (sprzedawcy zobowiązani mają w art. 92 ust. 1 wyraźny zakaz kupowania ponad wolumen 3- letni) i nie mniejszej niż 500 kW. W związku z powyższym w **art. 93 po ust. 13** ustawy OZE proponujemy dodać **ust. 14:**

**„c) po ust. 13 dodaje się ust. 14 w brzmieniu:**

**„14. Ilość energii elektrycznej sprzedanej przewyższająca ilość energii elektrycznej określonej przez danego wytwórcę w ofercie dla okresów, o których mowa w art. 83 ust.2 nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.”;**

**XII.** W **art.1 pkt 19** proponujemy wprowadzany **art. 93a** ustawy OZE oznaczyć jako **art. 93b**. Art. 93a został już wprowadzony „ustawą o kogeneracji”.

#### **D. Załączone dokumenty**

1.

2.		
3.		
<p><b>E. Niniejsze zgłoszenie dotyczy <del>Uzupełnienia braków formalnych / Zmiany danych</del> **</b></p> <p><b>zgłoszenia dokonanego dnia .....</b>          (proszę podać z części F poprzedniego zgłoszenia)</p>		
<p><b>F. Osoba składająca zgłoszenie</b></p>		
Imię i nazwisko:	Data	Podpis
<b>Jan Bogolubow</b>	<b>06.03.2019 r.</b>	
<p><b>G. Klauzula odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań</b></p> <p style="text-align: center;"><b>Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia</b></p> <p>.....          (podpis)</p>		

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa, treść: „— Zgłoszenie zmiany danych” skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

**Pouczenie:**

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.
2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.
3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.
4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.

<b>ZGŁOSZENIE</b> <b>ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM –ZGŁOSZENIE ZMIANY</b> <b>DANYCH*</b> <i>Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw</i> (nr wykazu: UD477)		
<b>A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM</b>		
1. Nazwa/ <del>imię i nazwisko</del> ** <b>Działdowo sp. z o.o.</b>		
2. Adres siedziby/ <del>adres miejsca zamieszkania</del> ** <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b>		
3. Adres do korespondencji i adres e-mail <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b>  <a href="mailto:Rachel@sunflower-sit.com">Rachel@sunflower-sit.com</a>		
<b>B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA</b> <b>PODMIOTU WYMIENIONEGO W CZĘŚCI A</b> <b>W PRACACH NAD PROJEKTEM</b>		
Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1	<b>Rachel Segal</b>	
2	<b>Orly Kyram</b>	
<b>C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE</b> <b>WSKAZANIEM INTERESU BĘDĄCEGO</b> <b>PRZEDMIOTEM OCHRONY</b>		
<i>/wersja dwujęzyczna - bilingual version/</i>  <p>Działdowo sp. z o.o. ("<b>Spółka</b>") jest spółką specjalnego przeznaczenia kontrolowaną przez Sunflower Sustainable Investments Ltd. (spółkę notowaną na giełdzie w Izraelu). Spółka posiada i eksploatuje lądową farmę wiatrową o mocy zainstalowanej 4 MW (2 turbiny), znajdującą się w województwie warmińsko - mazurskim.</p> <p>Będąc aktywnym członkiem sektora energii odnawialnej w Polsce, korzystającym z systemu opartego na Zielonych Certyfikatach ("<b>ZC</b>") energii, Spółka jest wysoce zaniepokojona aktualną sytuacją na krajowym rynku ZC oraz potencjalnymi zmianami reżimu regulacyjnego, które mogłyby wynikać z proponowanych zmian.</p> <p>Spółka pragnie zauważyć, że projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii ("<b>OZE</b>", ("<b>Projekt</b>") przygotowany przez Ministerstwo Energii, który jest obecnie</p>		

przedmiotem konsultacji społecznych, przewiduje istotne zmiany w systemie ZC, które są bardzo niekorzystne dla inwestorów i nie powinny być procedowane w takiej formie.

## **1. Uwagi ogólne**

Po pierwsze, należy zauważyć, że Projekt nie przewiduje żadnych mechanizmów, które rozwiązałyby kwestię nadpodaży ZC na rynku.

Pomimo licznych apeli ze strony przedstawicieli sektora OZE w Polsce, rząd polski nie podjął żadnych kroków w celu zmniejszenia nadpodaży ZC lub złagodzenia konsekwencji tego zjawiska. Ponadto autorzy Projektu nie uznali nadpodaży ZC za kwestię nagłą i nie wprowadzili w Projekcie żadnych mechanizmów w odniesieniu do tego problemu.

Obawa ta wymaga pilnych zmian w drugiej wersji Projektu lub podczas dalszych prac nad Projektem, kontynuowanych w niedalekiej przyszłości, w celu przywrócenia stabilności rynku.

Po drugie, Spółka jest zaniepokojona kierunkiem i potencjalnym celem proponowanych zmian dotyczących wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, co zostało omówione szerzej poniżej.

## **2. Niedopuszczalne zmiany wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej**

Spółce trudno jest zrozumieć, że Ministerstwo Energii będące autorem Projektu ma na celu obniżenie cen ZC oraz wprowadzenie górnego limitu przychodów inwestorów OZE działających w systemie ZC. Spółka podkreśla, że sektor ZC napotkał liczne przeszkody wynikające z kontrowersyjnych zmian regulacyjnych mających wpływ na instalacje OZE funkcjonujące w ramach systemu ZC (m.in. nieoczekiwane zmiany sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej lub gwałtowne zmiany dotyczące podatku od nieruchomości w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych). Wspomniane zmiany miały wpływ przede wszystkim na małych i średnich operatorów OZE, którzy stoją w obliczu poważnych problemów związanych z rentownością. W związku z tym przedstawiciele branży mieli nadzieję na wzrost cen ZC, który poprawiłby ich trudną sytuację finansową. Zamiast tego Projekt proponuje nowe cięcia w spodziewanych dochodach operatorów OZE.

### *Proponowany wzór obliczania jednostkowej opłaty zastępczej*

Zgodnie z art. 1 pkt 4 Projektu jednostkowa opłata zastępcza ma być obliczana jako różnica pomiędzy: (i) 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018 r., ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. i (ii) średnią roczną ceny energii elektrycznej w poprzednim roku, ogłoszoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nie można zaakceptować takiego wzoru, w którym poziom opłaty zastępczej jest odwrotnie proporcjonalny do ogólnych cen elektryczności na rynku hurtowym.

### *Górny limit cen ZC*



Proponowany nowy wzór obliczania opłaty zastępczej będzie prawdopodobnie mieć niekorzystny wpływ na ceny ZC w przyszłości. W szczególności, powiązanie cen energii elektrycznej z opłatą zastępczą może doprowadzić do znacznego spadku cen ZC na polskim rynku.

Spółka wskazuje, że założenia przyjęte dla celów Projektu (tj. uniknięcie sytuacji prowadzącej do rzekomego „nadmiernego wsparcia” dla inwestorów OZE) są oparte na niewłaściwych analizach i w związku z tym są od podstaw nieprawidłowe. Spółka jest zdania, że rzeczywiste skutki proponowanych zmian zgodnie z aktualną wersją Projektu mogą doprowadzić do dalszego spadku rentowności u inwestorów, a w konsekwencji do znacznego pogorszenia kondycji finansowej tych inwestorów, która została już podważona wskutek wprowadzonych w ostatnich latach zmian przepisów.

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że nie można uznać za zasadne wprowadzenia górnego limitu maksymalnych przychodów możliwych do uzyskania z produkcji energii elektrycznej w instalacjach OZE korzystających z systemu ZC, biorąc pod uwagę aktualną kondycję finansową inwestorów OZE w systemie ZC. W każdym razie jednak, w przypadku wprowadzenia takiego górnego limitu, należy wziąć pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez inwestorów oraz ich rozsądne i słuszne oczekiwania dotyczące zwrotu z dokonanych inwestycji. W szczególności podkreślić należy, że przychody operatorów OZE nie powinny podlegać górnemu limitowi na podstawie cen referencyjnych dla wszystkich technologii w sektorze OZE z 2018 r., ważonych mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. (tj, 367,15 zł/MWh). Wynika to przede wszystkim z faktu, że projekty OZE działające w ramach programu ZC powstały dużo wcześniej, z uwzględnieniem innych (odpowiednio wyższych) kosztów. W szczególności Spółka wskazuje, że 85% tej wartości (stanowiącej maksymalny przychód) będzie wynosić 312 zł/MWh, co nie odzwierciedla rzeczywistych kosztów poniesionych przez operatora OZE podczas realizacji projektu, przy uwzględnieniu strat poniesionych przez farmy wiatrowe w ostatnich latach. Spółka wskazuje, że wartość ta powinna być oszacowana na poziomie co najmniej 400 zł/MWh.

Biorąc pod uwagę wzór zaproponowany w Projekcie, średnią cen referencyjnych dla wszystkich technologii w 2018 r. oraz szacunkową średnią roczną cenę energii elektrycznej w 2018 r., opłata zastępcza zostanie obliczona na poziomie ok. 117 zł/MWh w roku bieżącym. Przy założeniu, że ceny ZC osiągną poziom jednostkowej opłaty zastępczej (117 zł/MWh – mając jednocześnie na uwadze, że jest to tylko cena maksymalna), jest to ciągle poziom znacznie poniżej racjonalnych oczekiwań inwestorów.

Należy podkreślić, że wprowadzenie do Projektu mechanizmu sztucznie zaniżającego ceny ZC nie może być procedowane. W celu przywrócenia stabilności rynku ZC, Spółka proponuje ponowne wprowadzenie stałej wartości jednostkowej opłaty zastępczej, tak jak to przewidywały wprost przepisy ustawy o OZE przed wejściem w życie zmian z lipca 2017 r. Jeżeli jednak Ministerstwo Energii zamierza zachować proponowane zmiany w ich aktualnym brzmieniu (z jednostkową opłatą zastępczą obliczaną jako wartość zmienna),

Spółka pragnie podkreślić znaczenie wprowadzenia następujących dwóch zmian: (i) dolnego limitu jednostkowej opłaty zastępczej (punkt odniesienia powinien ulec zmianie, tak aby górny limit był ustalony na znacznie wyższym poziomie, zakładając łączne przychody inwestorów na oczekiwanym poziomie co najmniej 400 – 450 zł/MWh) oraz (ii) indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie ze średnim rocznym indeksem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI).

#### *Dolny limit jednostkowej opłaty zastępczej*

Jak wspomniano wyżej, Spółka stoi na stanowisku, że potencjalne zmiany dotyczące jednostkowej opłaty zastępczej, tj. wprowadzenie w Projekcie zmiennej wartości opłaty zastępczej, powinny być dopuszczalne jedynie w przypadku jednoczesnego wprowadzenia do ustawy o OZE minimalnej wartości (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej. Taki przepis zapewni utrzymanie wymaganej równowagi na rynku ZC oraz stabilności branży.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że wprowadzenie do Projektu dolnego limitu opłaty zastępczej powinno doprowadzić do zmniejszenia szacunkowego niekorzystnego wpływu na przychody uzyskiwane z instalacji OZE w ramach systemu ZC.

W opinii Spółki racjonalnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie do Projektu jednostkowej opłaty zastępczej przewidującej minimalną cenę ZC na poziomie PLN 300.

#### *Indeksacja podstawy obliczania opłaty zastępczej*

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że podstawa obliczania opłaty zastępczej (ceny referencyjne dla wszystkich technologii OZE) zgodnie ze wzorem zawartym bezpośrednio w treści Projektu powinna również podlegać corocznej indeksacji zgodnie z indeksem CPI z poprzedniego roku kalendarzowego. Zdaniem Spółki taka indeksacja powinna stanowić niezbędne narzędzie mające na celu zapobieganie stopniowemu spadkowi cen ZC na rynku OZE.

W szczególności Spółka wskazuje, że indeksacja umożliwi odzwierciedlenie wpływu inflacji na szacunkowe dochody inwestorów OZE. W konsekwencji, rezygnacja z indeksacji zgodnie z propozycją zawartą w Projekcie dodatkowo wpłynie na pogłębienie kwestii cen ZC, które już są niskie w chwili obecnej, co ostatecznie doprowadzi do znacznego spadku przychodów inwestorów OZE prowadzących działalność w ramach systemu Świadectw.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że przywrócenie indeksacji nie doprowadzi do nadmiernego wsparcia dla inwestorów OZE, głównie z uwagi na wahania zarówno obowiązujących na rynku cen energii elektrycznej, jak i cen Świadectw.

### **3. Ostateczne propozycje - wniosek**

Wobec powyższego, proponujemy przywrócenie w Projekcie wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, który obowiązywał przed wejściem w życie zmian do ustawy o OZE z lipca 2017 r.

W szczególności Spółka proponuje wprowadzenie następujących zmian do art. 1 pkt 4 ustawy:

- (i) rezygnacja z powiązania jednostkowej opłaty zastępczej z cenami energii elektrycznej i cenami referencyjnymi obowiązującymi w 2018 r.; zdaniem Spółki, racjonalnym rozwiązaniem byłoby przywrócenie jednostkowej opłaty zastępczej jako wartości stałej na poziomie ok. 300 zł/MWh w celu utrzymania stabilnego punktu odniesienia dla operatorów OZE;

Jeżeli jednak Ministerstwo Energii wprowadzi jednostkową opłatę zastępczą jako wartość zmienną uzależnioną od czynników rynkowych, Spółka pragnie podkreślić, że niezbędne byłoby wówczas uzupełnienie Projektu o następujące punkty:

- (i) wprowadzenie górnego limitu dla jednostkowej opłaty zastępczej na istotnie wyższym poziomie;
- (ii) wprowadzenie wartości minimalnej (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej oraz
- (iii) przywrócenie indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie z indeksem CPI.

Powyższe propozycje niewątpliwie wpłyną pozytywnie na inwestycje OZE działające w ramach systemu ZC i umożliwią inwestorom OZE wzmocnienie ich kondycji finansowej, która uległa naruszeniu w ostatnich latach.

Na koniec, Spółka wzywa do poruszenia bezpośrednio w Projekcie kwestii nadpodaży Świadectw na polskim rynku oraz wprowadzenia środków i mechanizmów w celu skutecznego zmniejszenia tego zjawiska.

-----

Działdowo sp. z o.o. (the "**Company**") is a special-purpose company controlled by Sunflower Sustainable Investments Ltd. (a company listed on the Israeli Stock Exchange). The Company owns and operates an onshore wind farm located in the warminsko - mazurskie voivodship in Poland, with the installed capacity of 4 MW (2 turbines).

The Company, as an active member of the Polish renewables sector, benefitting from the support scheme based on the Green Certificates (the "**GCs**"), is highly concerned by the current situation on the domestic GCs' market and by the potential changes to the regulatory regime which could result from the proposed amendments.

The Company wishes to point out that the draft amendment to the Act on Renewable Energy Sources (the "**RES**"), (the "**Draft**"), prepared by the Ministry of Energy and currently the subject of public consultation, provides for certain amendments to the GC scheme which are highly unfavourable to the investors and should not be proceeded in such a form.

## **1. General comments**

Firstly, it needs to be noted that the Draft does not provide for any mechanism that would address the issue of oversupply of the GCs on the market.

Despite numerous calls from the representatives of the Polish RES sector, the Polish government has not taken any steps to reduce the oversupply of the GCs or to mitigate its consequences. Further, the authors of the Draft have also failed to recognize the oversupply of the GCs as a pressing issue and have not implemented any mechanisms in the Draft with respect to this matter.

This concern must be urgently addressed in the second version of the Draft or during further works on the Draft in the near future, in order to reinstate the stability of the market.

Secondly, the Company is concerned by the direction and the potential aim of the proposed changes with respect to the formula to calculate the unit substitute fee, which is elaborated on further below.

## **2. Unacceptable changes to the unit substitute fee formula**

The Company finds it difficult to comprehend that the Ministry of Energy, as the author of the Draft, aims to reduce the GCs' prices and to introduce a cap on revenues of the RES investors active within the GC scheme. The Company emphasizes that the GC sector has been facing numerous obstacles resulting from the controversial regulatory amendments affecting the RES installations operating within the GC scheme (among others, unexpected changes of the formula to calculate the unit substitute fee or rapid amendments concerning real estate tax with respect to onshore wind installations). The said changes have affected, above all, small and medium-sized RES operators that are facing significant problems with profitability. Thus, the industry was hoping to see the GCs' prices grow to improve their poor financial condition. Instead, the Draft proposes new cuts in the expected incomes of the RES operators.

### *Proposed formula to calculate the unit substitute fee*

According to Article 1 point 4 of the Draft, the unit substitute fee is to be calculated as the difference between: (i) 85% of the average of the reference prices for all technologies in force in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016; and (ii) the average annual electricity price in the previous year, announced by the President of the Energy Regulatory Office. Such formula, where the level of the substitution fee is in inverse proportion to the general prices of electricity on the wholesale market, cannot be accepted.

### *Cap on the GCs' prices*

The proposed new formula to calculate the substitution fee will likely have a negative impact on the GCs' prices in the future. In particular, linking electricity prices to the substitution fee may result in a significant decrease in the GCs' prices on the Polish market.

The Company points out that the assumptions for the Draft (i.e. avoiding situations leading to the alleged "excessive support" given to RES investors) are based on incorrect assessments

and therefore are wrong from the outset. The Company claims that the actual effects of the proposed amendments under the current version of the Draft could result in further losses of profitability for investors and eventually lead to a significant decrease in such investors' financial standings, which have already been undermined due to the regulatory changes introduced in the last years.

Additionally, the Company notes that it cannot be deemed reasonable to introduce a cap on maximum revenue that could be achieved from generating electricity from RES installations benefiting from the GC scheme, taking into account the current financial conditions of the RES investors within the GC system. In any case however, if any cap were to be introduced, it should take into consideration the actual costs incurred by investors and their legitimate expectations as regards returns on the investments made. In particular, it should be stressed that revenues of the RES operators should not be capped on the basis of the reference prices for all technologies within the RES sector in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016 (which is PLN 367.15 per MWh). This is mainly due to the fact that the RES projects operating under the GC regime were developed much earlier, based on other (respectively higher) costs. In particular, the Company indicates that 85% of this value (which constitutes maximum revenue) will be approx. PLN 312 per MWh, which does not reflect the actual costs incurred by the RES operator during the development process, especially taking under consideration the difficult years that the wind farms have suffered. The Company specifies that such value should be estimated at the level of at least PLN 400 per MWh.

Taking into account the formula proposed directly in the Draft, the average of the reference prices for all technologies in 2018 and the estimated average annual price for electricity in 2018, the substitution fee will be calculated at the level of approx. PLN 117 per MWh in the current year. If we assume that the GCs' prices reach the level of the unit substitute fee (PLN 117 per MWh, also taking into account that it is only the maximum price), such level is still significantly below the investors' reasonable expectations.

It needs to be stressed that the introduction of a mechanism into the Draft which artificially undercuts the GCs' prices cannot be proceeded with. To reinstate the stability of the GCs' market, the Company proposes that the unit substitute fee should be restored as a fixed value, as provided for directly in the Act on RES before the amendment to the Act from July 2017 came into force. If, however, the Ministry of Energy aims at maintaining the planned amendments in their current form (the unit substitute fee calculated as a variable value), the Company underlines the importance of the introduction of the following two amendments: (i) a floor for the unit substitute fee (the reference point should be amended so the cap is at a significantly higher level, assuming total revenues of the investors at the expected level of at least PLN 400 – 450 per MWh); and (ii) the indexation of the basis to calculate the unit substitute fee with the average annual price index of consumer goods and services (CPI).

*Floor for the unit substitute fee*

As stated above, the Company takes the view that any potential amendments concerning the unit substitute fee, i.e. implementation of a variable value of the unit substitute fee directly in the Draft, should be permissible only if the Act on RES also introduces a minimum fee value (a floor) of the unit substitute fee. Such regulation would ensure the required balance of the GCs' market and maintain the stability of the industry.

The Company also wishes to point out that a floor for the substitution fee should be introduced in the Draft to mitigate the estimated adverse impact on the revenue achievable from RES installations in the GCs' system.

According to the Company, it would be reasonable to introduce a unit substitute fee in the Draft, setting the minimum price of the GCs at the level of PLN 300.

#### *Indexation of the basis to calculate the unit substitute fee*

Furthermore, the Company notes that the basis to calculate the unit substitute fee (the reference prices for all RES technologies) in accordance with the formula provided for directly in the Draft should also be annually indexed with the CPI from the previous calendar year. According to the Company, such indexation should be a mandatory tool to prevent a gradual decrease in the GCs' prices on the RES market.

In particular, the Company states that the indexation will reflect the impact of inflation on the estimated income of the RES investors. Consequently, withdrawal from the indexation proposed under the Draft will additionally aggravate the issue of the already low prices of the GCs, which will eventually result in a significant decrease in the revenues of the RES investors operating within the GC system.

The Company also wishes to indicate that reinstating the indexation will not result in excessive support for the RES investors, mainly because of the fluctuations of both the electricity prices applicable on the market and the GCs' prices.

### **3. Final proposals - conclusion**

Taking the above into account, it is proposed that the formula of the substitution fee unit which was in force prior to the amendment to the Act on RES that came into force in July 2017 should be reinstated in the Draft.

In particular, the Company proposes the following amendments to Article 1 point 4 of the Draft:

- (ii) to withdraw from linking the unit substitute fee to the electricity prices and the reference prices applicable in 2018; according to the Company, it would be reasonable to reinstate the unit substitute fee as a fixed value of approx. PLN 300 per MWh to maintain a stable reference point for the RES operators;

However, if the Ministry of Energy proceeds with introducing the unit substitute fee as a variable value dependent on the market factors, the Company emphasizes that it would be indispensable to add the following points to the Draft:

- (iv) to introduce a cap for the unit substitute fee at a significantly higher level;
- (v) to introduce a minimum value (a floor) for the unit substitute fee; and
- (vi) to reinstate the indexation of the unit substitute fee with the CPI.

The above proposals will certainly have a positive impact on the RES investments operating under the GC regime and will enable RES investors to restore their financial standing, which was undermined in the last years.

Finally, the Company calls for the issue of oversupply of the GCs on the Polish market to be addressed directly in the Draft and for measures and mechanisms to be implemented to effectively reduce this phenomenon.

**D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY**

1	Odpis KRS dla Działdowo sp. z o.o.
<b>E.</b>	<del>Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych**</del> zgłoszenia dokonanego dnia .....
	(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)

**F. OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE**

Imię i nazwisko	Data	Podpis
<b>Orly Kyram</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/ /handwritten signature/</i>
<b>Rachel Segal</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/ /handwritten signature/</i>

**G. KLAUZULA ODPOWIEDZIALNOŚCI KARNEJ ZA SKŁADANIE FAŁSZYWYCH ZEZNAŃ**

**Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia**  
*/odręczny podpis/*  
*/handwritten signature/*  
 (podpis)  
*/odręczny podpis/*

*/handwritten signature/*

(podpis)

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, treść: "– Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.

2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.



3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.

4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.



**WZÓR URZĘDOWEGO FORMULARZA ZGŁOSZENIA ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD  
PROJEKTEM ZAŁOŻEŃ PROJEKTU USTAWY, PROJEKTEM USTAWY LUB PROJEKTEM  
ROZPORZĄDZENIA**

ZGŁOSZENIE ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM - <del>ZGŁOSZENIE ZMIANY DANYCH*</del>		
<b>ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (projekt z dnia 25.02.2019 r. wersja 1.3)</b>		
(tytuł projektu założeń projektu ustawy, projektu ustawy lub projektu rozporządzenia - zgodnie z jego treścią udostępnioną w Biuletynie Informacji Publicznej lub informacją zamieszczoną w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów, Prezesa Rady Ministrów albo ministrów)		
<b>A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM</b>		
1. Nazwa/imię i nazwisko** ENERGA SA		
2. Adres siedziby/adres miejsca zamieszkania** al. Grunwaldzka 472 80-309 Gdańsk		
3. Adres do korespondencji i adres e-mail ENERGA SA al. Grunwaldzka 472 80-309 Gdańsk  michal.szych@energa.pl marcin.sroka@energa.pl		
<b>B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA PODMIOTU WYMIENIONEGO W CZĘŚCI A W PRACACH NAD PROJEKTEM</b>		
<b>Ip.</b>	<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Adres</b>
1	Michał Szych	ENERGA SA al. Grunwaldzka 472 80-309 Gdańsk michal.szych@energa.pl
2	Marcin Sroka	ENERGA SA al. Grunwaldzka 472 80-309 Gdańsk marcin.sroka@energa.pl
<b>C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE WSKAZANIEM INTERESU BĘDĄCEGO PRZEDMIOTEM OCHRONY</b>		
Szczegółowe uwagi opisano w załączniku nr 2 do zgłoszenia.		
<b>D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY</b>		
1	Aktualny odpis KRS ENERGA SA.	
2	Lista uwag do projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (projekt z dnia 25.02.2019 r. wersja 1.3).	
<b>E. Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych** zgłoszenia dokonanego dnia .....</b>		
(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)		

F. OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE		
Imię i nazwisko	Data 2019.03.07	Podpis p. o. Prezesa Zarządu  Alicja Barbara Klimiuk
	2019.03.07	Podpis Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych  Grzegorz Ksepko
G. KLAUZULA ODPOWIEDZIALNOŚCI KARNEJ ZA SKŁADANIE FAŁSZYWYCH ZEZNAN		
Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia .....		
(podpis)		

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, treść: "- Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.

2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.

3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.

4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.

**Informacja:** Wzór wniosku znajduje się w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz.U. Nr 181, poz. 1080)

<b>ZGŁOSZENIE</b> <b>ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM –ZGŁOSZENIE ZMIANY</b> <b>DANYCH*</b> <i>Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw</i> (nr wykazu: UD477)		
<b>A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM</b>		
1. Nazwa/ <del>imię i nazwisko</del> ** <b>Gewind Grabik sp. z o.o.</b>		
2. Adres siedziby/ <del>adres miejsca zamieszkania</del> ** <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b>		
3. Adres do korespondencji i adres e-mail <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b> <a href="mailto:Rachel@sunflower-sit.com">Rachel@sunflower-sit.com</a>		
<b>B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA</b> <b>PODMIOTU WYMIENIONEGO W CZĘŚCI A</b> <b>W PRACACH NAD PROJEKTEM</b>		
Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1	<b>Rachel Segal</b>	
2	<b>Orly Kyram</b>	
<b>C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE</b> <b>WSKAZANIEM INTERESU BĘDĄCEGO</b> <b>PRZEDMIOTEM OCHRONY</b>		
<i>/wersja dwujęzyczna - bilingual version/</i>  <p>Gewind Grabik sp. z o.o. ("<b>Spółka</b>") jest spółką specjalnego przeznaczenia kontrolowaną przez Sunflower Sustainable Investments Ltd. (spółkę notowaną na giełdzie w Izraelu). Spółka posiada i eksploatuje lądową farmę wiatrową o mocy zainstalowanej 6,4 MW (2 turbiny), znajdującą się w województwie lubuskim.</p> <p>Będąc aktywnym członkiem sektora energii odnawialnej w Polsce, korzystającym z systemu opartego na Zielonych Certyfikatach ("<b>ZC</b>") energii, Spółka jest wysoce zaniepokojona aktualną sytuacją na krajowym rynku ZC oraz potencjalnymi zmianami reżimu regulacyjnego, które mogłyby wynikać z proponowanych zmian.</p> <p>Spółka pragnie zauważyć, że projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii ("<b>OZE</b>"), ("<b>Projekt</b>") przygotowany przez Ministerstwo Energii, który jest obecnie</p>		

przedmiotem konsultacji społecznych, przewiduje istotne zmiany w systemie ZC, które są bardzo niekorzystne dla inwestorów i nie powinny być procedowane w takiej formie.

## **1. Uwagi ogólne**

Po pierwsze, należy zauważyć, że Projekt nie przewiduje żadnych mechanizmów, które rozwiązałyby kwestię nadpodaży ZC na rynku.

Pomimo licznych apeli ze strony przedstawicieli sektora OZE w Polsce, rząd polski nie podjął żadnych kroków w celu zmniejszenia nadpodaży ZC lub złagodzenia konsekwencji tego zjawiska. Ponadto autorzy Projektu nie uznali nadpodaży ZC za kwestię nagłą i nie wprowadzili w Projekcie żadnych mechanizmów w odniesieniu do tego problemu.

Obawa ta wymaga pilnych zmian w drugiej wersji Projektu lub podczas dalszych prac nad Projektem, kontynuowanych w niedalekiej przyszłości, w celu przywrócenia stabilności rynku.

Po drugie, Spółka jest zaniepokojona kierunkiem i potencjalnym celem proponowanych zmian dotyczących wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, co zostało omówione szerzej poniżej.

## **2. Niedopuszczalne zmiany wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej**

Spółce trudno jest zrozumieć, że Ministerstwo Energii będące autorem Projektu ma na celu obniżenie cen ZC oraz wprowadzenie górnego limitu przychodów inwestorów OZE działających w systemie ZC. Spółka podkreśla, że sektor ZC napotkał liczne przeszkody wynikające z kontrowersyjnych zmian regulacyjnych mających wpływ na instalacje OZE funkcjonujące w ramach systemu ZC (m.in. nieoczekiwane zmiany sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej lub gwałtowne zmiany dotyczące podatku od nieruchomości w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych). Wspomniane zmiany miały wpływ przede wszystkim na małych i średnich operatorów OZE, którzy stoją w obliczu poważnych problemów związanych z rentownością. W związku z tym przedstawiciele branży mieli nadzieję na wzrost cen ZC, który poprawiłby ich trudną sytuację finansową. Zamiast tego Projekt proponuje nowe cięcia w spodziewanych dochodach operatorów OZE.

### *Proponowany wzór obliczania jednostkowej opłaty zastępczej*

Zgodnie z art. 1 pkt 4 Projektu jednostkowa opłata zastępcza ma być obliczana jako różnica pomiędzy: (i) 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018 r., ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. i (ii) średnią roczną ceny energii elektrycznej w poprzednim roku, ogłoszoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nie można zaakceptować takiego wzoru, w którym poziom opłaty zastępczej jest odwrotnie proporcjonalny do ogólnych cen elektryczności na rynku hurtowym.

### *Górny limit cen ZC*

Proponowany nowy wzór obliczania opłaty zastępczej będzie prawdopodobnie mieć niekorzystny wpływ na ceny ZC w przyszłości. W szczególności, powiązanie cen energii elektrycznej z opłatą zastępczą może doprowadzić do znacznego spadku cen ZC na polskim rynku.

Spółka wskazuje, że założenia przyjęte dla celów Projektu (tj. uniknięcie sytuacji prowadzącej do rzekomego „nadmiernego wsparcia” dla inwestorów OZE) są oparte na niewłaściwych analizach i w związku z tym są od podstaw nieprawidłowe. Spółka jest zdania, że rzeczywiste skutki proponowanych zmian zgodnie z aktualną wersją Projektu mogą doprowadzić do dalszego spadku rentowności u inwestorów, a w konsekwencji do znacznego pogorszenia kondycji finansowej tych inwestorów, która została już podważona wskutek wprowadzonych w ostatnich latach zmian przepisów.

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że nie można uznać za zasadne wprowadzenia górnego limitu maksymalnych przychodów możliwych do uzyskania z produkcji energii elektrycznej w instalacjach OZE korzystających z systemu ZC, biorąc pod uwagę aktualną kondycję finansową inwestorów OZE w systemie ZC. W każdym razie jednak, w przypadku wprowadzenia takiego górnego limitu, należy wziąć pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez inwestorów oraz ich rozsądne i słuszne oczekiwania dotyczące zwrotu z dokonanych inwestycji. W szczególności podkreślić należy, że przychody operatorów OZE nie powinny podlegać górnemu limitowi na podstawie cen referencyjnych dla wszystkich technologii w sektorze OZE z 2018 r., ważonych mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. (tj, 367,15 zł/MWh). Wynika to przede wszystkim z faktu, że projekty OZE działające w ramach programu ZC powstały dużo wcześniej, z uwzględnieniem innych (odpowiednio wyższych) kosztów. W szczególności Spółka wskazuje, że 85% tej wartości (stanowiącej maksymalny przychód) będzie wynosić 312 zł/MWh, co nie odzwierciedla rzeczywistych kosztów poniesionych przez operatora OZE podczas realizacji projektu, przy uwzględnieniu strat poniesionych przez farmy wiatrowe w ostatnich latach. Spółka wskazuje, że wartość ta powinna być oszacowana na poziomie co najmniej 400 zł/MWh.

Biorąc pod uwagę wzór zaproponowany w Projekcie, średnią cen referencyjnych dla wszystkich technologii w 2018 r. oraz szacunkową średnią roczną cenę energii elektrycznej w 2018 r., opłata zastępcza zostanie obliczona na poziomie ok. 117 zł/MWh w roku bieżącym. Przy założeniu, że ceny ZC osiągną poziom jednostkowej opłaty zastępczej (117 zł/MWh – mając jednocześnie na uwadze, że jest to tylko cena maksymalna), jest to ciągle poziom znacznie poniżej racjonalnych oczekiwań inwestorów.

Należy podkreślić, że wprowadzenie do Projektu mechanizmu sztucznie zaniżającego ceny ZC nie może być procedowane. W celu przywrócenia stabilności rynku ZC, Spółka proponuje ponowne wprowadzenie stałej wartości jednostkowej opłaty zastępczej, tak jak to przewidywały wprost przepisy ustawy o OZE przed wejściem w życie zmian z lipca 2017 r. Jeżeli jednak Ministerstwo Energii zamierza zachować proponowane zmiany w ich aktualnym brzmieniu (z jednostkową opłatą zastępczą obliczaną jako wartość zmienna),

Spółka pragnie podkreślić znaczenie wprowadzenia następujących dwóch zmian: (i) dolnego limitu jednostkowej opłaty zastępczej (punkt odniesienia powinien ulec zmianie, tak aby górny limit był ustalony na znacznie wyższym poziomie, zakładając łączne przychody inwestorów na oczekiwanym poziomie co najmniej 400 – 450 zł/MWh) oraz (ii) indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie ze średnim rocznym indeksem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI).

#### *Dolny limit jednostkowej opłaty zastępczej*

Jak wspomniano wyżej, Spółka stoi na stanowisku, że potencjalne zmiany dotyczące jednostkowej opłaty zastępczej, tj. wprowadzenie w Projekcie zmiennej wartości opłaty zastępczej, powinny być dopuszczalne jedynie w przypadku jednoczesnego wprowadzenia do ustawy o OZE minimalnej wartości (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej. Taki przepis zapewni utrzymanie wymaganej równowagi na rynku ZC oraz stabilności branży.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że wprowadzenie do Projektu dolnego limitu opłaty zastępczej powinno doprowadzić do zmniejszenia szacunkowego niekorzystnego wpływu na przychody uzyskiwane z instalacji OZE w ramach systemu ZC.

W opinii Spółki racjonalnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie do Projektu jednostkowej opłaty zastępczej przewidującej minimalną cenę ZC na poziomie PLN 300.

#### *Indeksacja podstawy obliczania opłaty zastępczej*

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że podstawa obliczania opłaty zastępczej (ceny referencyjne dla wszystkich technologii OZE) zgodnie ze wzorem zawartym bezpośrednio w treści Projektu powinna również podlegać corocznej indeksacji zgodnie z indeksem CPI z poprzedniego roku kalendarzowego. Zdaniem Spółki taka indeksacja powinna stanowić niezbędne narzędzie mające na celu zapobieganie stopniowemu spadkowi cen ZC na rynku OZE.

W szczególności Spółka wskazuje, że indeksacja umożliwi odzwierciedlenie wpływu inflacji na szacunkowe dochody inwestorów OZE. W konsekwencji, rezygnacja z indeksacji zgodnie z propozycją zawartą w Projekcie dodatkowo wpłynie na pogłębienie kwestii cen ZC, które już są niskie w chwili obecnej, co ostatecznie doprowadzi do znacznego spadku przychodów inwestorów OZE prowadzących działalność w ramach systemu Świadectw.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że przywrócenie indeksacji nie doprowadzi do nadmiernego wsparcia dla inwestorów OZE, głównie z uwagi na wahania zarówno obowiązujących na rynku cen energii elektrycznej, jak i cen Świadectw.

### **3. Ostateczne propozycje - wniosek**

Wobec powyższego, proponujemy przywrócenie w Projekcie wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, który obowiązywał przed wejściem w życie zmian do ustawy o OZE z lipca 2017 r.

W szczególności Spółka proponuje wprowadzenie następujących zmian do art. 1 pkt 4 ustawy:

- (i) rezygnacja z powiązania jednostkowej opłaty zastępczej z cenami energii elektrycznej i cenami referencyjnymi obowiązującymi w 2018 r.; zdaniem Spółki, racjonalnym rozwiązaniem byłoby przywrócenie jednostkowej opłaty zastępczej jako wartości stałej na poziomie ok. 300 zł/MWh w celu utrzymania stabilnego punktu odniesienia dla operatorów OZE;

Jeżeli jednak Ministerstwo Energii wprowadzi jednostkową opłatę zastępczą jako wartość zmienną uzależnioną od czynników rynkowych, Spółka pragnie podkreślić, że niezbędne byłoby wówczas uzupełnienie Projektu o następujące punkty:

- (i) wprowadzenie górnego limitu dla jednostkowej opłaty zastępczej na istotnie wyższym poziomie;
- (ii) wprowadzenie wartości minimalnej (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej oraz
- (iii) przywrócenie indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie z indeksem CPI.

Powyższe propozycje niewątpliwie wpłyną pozytywnie na inwestycje OZE działające w ramach systemu ZC i umożliwią inwestorom OZE wzmocnienie ich kondycji finansowej, która uległa naruszeniu w ostatnich latach.

Na koniec, Spółka wzywa do poruszenia bezpośrednio w Projekcie kwestii nadpodaży Świadectw na polskim rynku oraz wprowadzenia środków i mechanizmów w celu skutecznego zmniejszenia tego zjawiska.

-----

Gewind Grabik sp. z o.o. (the "**Company**") is a special-purpose company controlled by Sunflower Sustainable Investments Ltd. (a company listed on the Israeli Stock Exchange). The Company owns and operates an onshore wind farm located in the lubuskie voivodship in Poland, with the installed capacity of 6.4 MW (2 turbines).

The Company, as an active member of the Polish renewables sector, benefitting from the support scheme based on the Green Certificates (the "**GCs**"), is highly concerned by the current situation on the domestic GCs' market and by the potential changes to the regulatory regime which could result from the proposed amendments.

The Company wishes to point out that the draft amendment to the Act on Renewable Energy Sources (the "**RES**"), (the "**Draft**"), prepared by the Ministry of Energy and currently the subject of public consultation, provides for certain amendments to the GC scheme which are highly unfavourable to the investors and should not be proceeded in such a form.

## **1. General comments**

Firstly, it needs to be noted that the Draft does not provide for any mechanism that would address the issue of oversupply of the GCs on the market.

Despite numerous calls from the representatives of the Polish RES sector, the Polish government has not taken any steps to reduce the oversupply of the GCs or to mitigate its consequences. Further, the authors of the Draft have also failed to recognize the oversupply of the GCs as a pressing issue and have not implemented any mechanisms in the Draft with respect to this matter.

This concern must be urgently addressed in the second version of the Draft or during further works on the Draft in the near future, in order to reinstate the stability of the market.

Secondly, the Company is concerned by the direction and the potential aim of the proposed changes with respect to the formula to calculate the unit substitute fee, which is elaborated on further below.

## **2. Unacceptable changes to the unit substitute fee formula**

The Company finds it difficult to comprehend that the Ministry of Energy, as the author of the Draft, aims to reduce the GCs' prices and to introduce a cap on revenues of the RES investors active within the GC scheme. The Company emphasizes that the GC sector has been facing numerous obstacles resulting from the controversial regulatory amendments affecting the RES installations operating within the GC scheme (among others, unexpected changes of the formula to calculate the unit substitute fee or rapid amendments concerning real estate tax with respect to onshore wind installations). The said changes have affected, above all, small and medium-sized RES operators that are facing significant problems with profitability. Thus, the industry was hoping to see the GCs' prices grow to improve their poor financial condition. Instead, the Draft proposes new cuts in the expected incomes of the RES operators.

### *Proposed formula to calculate the unit substitute fee*

According to Article 1 point 4 of the Draft, the unit substitute fee is to be calculated as the difference between: (i) 85% of the average of the reference prices for all technologies in force in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016; and (ii) the average annual electricity price in the previous year, announced by the President of the Energy Regulatory Office. Such formula, where the level of the substitution fee is in inverse proportion to the general prices of electricity on the wholesale market, cannot be accepted.

### *Cap on the GCs' prices*

The proposed new formula to calculate the substitution fee will likely have a negative impact on the GCs' prices in the future. In particular, linking electricity prices to the substitution fee may result in a significant decrease in the GCs' prices on the Polish market.

The Company points out that the assumptions for the Draft (i.e. avoiding situations leading to the alleged "excessive support" given to RES investors) are based on incorrect assessments



and therefore are wrong from the outset. The Company claims that the actual effects of the proposed amendments under the current version of the Draft could result in further losses of profitability for investors and eventually lead to a significant decrease in such investors' financial standings, which have already been undermined due to the regulatory changes introduced in the last years.

Additionally, the Company notes that it cannot be deemed reasonable to introduce a cap on maximum revenue that could be achieved from generating electricity from RES installations benefiting from the GC scheme, taking into account the current financial conditions of the RES investors within the GC system. In any case however, if any cap were to be introduced, it should take into consideration the actual costs incurred by investors and their legitimate expectations as regards returns on the investments made. In particular, it should be stressed that revenues of the RES operators should not be capped on the basis of the reference prices for all technologies within the RES sector in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016 (which is PLN 367.15 per MWh). This is mainly due to the fact that the RES projects operating under the GC regime were developed much earlier, based on other (respectively higher) costs. In particular, the Company indicates that 85% of this value (which constitutes maximum revenue) will be approx. PLN 312 per MWh, which does not reflect the actual costs incurred by the RES operator during the development process, especially taking under consideration the difficult years that the wind farms have suffered. The Company specifies that such value should be estimated at the level of at least PLN 400 per MWh.

Taking into account the formula proposed directly in the Draft, the average of the reference prices for all technologies in 2018 and the estimated average annual price for electricity in 2018, the substitute fee will be calculated at the level of approx. PLN 117 per MWh in the current year. If we assume that the GCs' prices reach the level of the unit substitute fee (PLN 117 per MWh, also taking into account that it is only the maximum price), such level is still significantly below the investors' reasonable expectations.

It needs to be stressed that the introduction of a mechanism into the Draft which artificially undercuts the GCs' prices cannot be proceeded with. To reinstate the stability of the GCs' market, the Company proposes that the unit substitute fee should be restored as a fixed value, as provided for directly in the Act on RES before the amendment to the Act from July 2017 came into force. If, however, the Ministry of Energy aims at maintaining the planned amendments in their current form (the unit substitute fee calculated as a variable value), the Company underlines the importance of the introduction of the following two amendments: (i) a floor for the unit substitute fee (the reference point should be amended so the cap is at a significantly higher level, assuming total revenues of the investors at the expected level of at least PLN 400 – 450 per MWh); and (ii) the indexation of the basis to calculate the unit substitute fee with the average annual price index of consumer goods and services (CPI).

*Floor for the unit substitute fee*

As stated above, the Company takes the view that any potential amendments concerning the unit substitute fee, i.e. implementation of a variable value of the unit substitute fee directly in the Draft, should be permissible only if the Act on RES also introduces a minimum fee value (a floor) of the unit substitute fee. Such regulation would ensure the required balance of the GCs' market and maintain the stability of the industry.

The Company also wishes to point out that a floor for the substitution fee should be introduced in the Draft to mitigate the estimated adverse impact on the revenue achievable from RES installations in the GCs' system.

According to the Company, it would be reasonable to introduce a unit substitute fee in the Draft, setting the minimum price of the GCs at the level of PLN 300.

#### *Indexation of the basis to calculate the unit substitute fee*

Furthermore, the Company notes that the basis to calculate the unit substitute fee (the reference prices for all RES technologies) in accordance with the formula provided for directly in the Draft should also be annually indexed with the CPI from the previous calendar year. According to the Company, such indexation should be a mandatory tool to prevent a gradual decrease in the GCs' prices on the RES market.

In particular, the Company states that the indexation will reflect the impact of inflation on the estimated income of the RES investors. Consequently, withdrawal from the indexation proposed under the Draft will additionally aggravate the issue of the already low prices of the GCs, which will eventually result in a significant decrease in the revenues of the RES investors operating within the GC system.

The Company also wishes to indicate that reinstating the indexation will not result in excessive support for the RES investors, mainly because of the fluctuations of both the electricity prices applicable on the market and the GCs' prices.

### **3. Final proposals - conclusion**

Taking the above into account, it is proposed that the formula of the substitution fee unit which was in force prior to the amendment to the Act on RES that came into force in July 2017 should be reinstated in the Draft.

In particular, the Company proposes the following amendments to Article 1 point 4 of the Draft:

- (ii) to withdraw from linking the unit substitute fee to the electricity prices and the reference prices applicable in 2018; according to the Company, it would be reasonable to reinstate the unit substitute fee as a fixed value of approx. PLN 300 per MWh to maintain a stable reference point for the RES operators;

However, if the Ministry of Energy proceeds with introducing the unit substitute fee as a variable value dependent on the market factors, the Company emphasizes that it would be indispensable to add the following points to the Draft:

- (iv) to introduce a cap for the unit substitute fee at a significantly higher level;
- (v) to introduce a minimum value (a floor) for the unit substitute fee; and
- (vi) to reinstate the indexation of the unit substitute fee with the CPI.

The above proposals will certainly have a positive impact on the RES investments operating under the GC regime and will enable RES investors to restore their financial standing, which was undermined in the last years.

Finally, the Company calls for the issue of oversupply of the GCs on the Polish market to be addressed directly in the Draft and for measures and mechanisms to be implemented to effectively reduce this phenomenon.

**D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY**

1	Odpis KRS dla Gewind Grabik sp. z o.o.
---	--

<b>E.</b>	<del>Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych**</del> <b>zgłoszenia dokonanego dnia .....</b>
-----------	---

(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)

**F. OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE**

Imię i nazwisko	Data	Podpis
<b>Orly Kyram</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/</i> <i>/handwritten signature/</i>
<b>Rachel Segal</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/</i> <i>/handwritten signature/</i>

**G. KLAUZULA ODPOWIEDZIALNOŚCI KARNEJ ZA SKŁADANIE FAŁSZYWYCH ZEZNAŃ**

**Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia**  
*/odręczny podpis/*  
*/handwritten signature/*  
 (podpis)  
*/odręczny podpis/*

*/handwritten signature/*

(podpis)

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, treść: "– Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.

2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.

3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.

4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.

**ZGŁOSZENIE  
ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM**

*Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz  
niektórych innych ustaw*

**A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM**

1. Nazwa/imię i nazwisko\*\*

Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

2. Siedziba/miejsce zamieszkania\*\*

ul. Żurawia 24 lok. 6, 00-515 Warszawa

3. Adres do korespondencji i adres e-mail

ul. Żurawia 24 lok. 6, 00-515 Warszawa

iep@iep.org.pl

**B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA PODMIOTU  
WYMIENIONEGO W CZĘŚCI  
A W PRACACH NAD PROJEKTEM**

Lp.	Imię i nazwisko	Adres miejsca zameldowania na pobyt stały
1	Henryk Kaliś	ul. Żurawia 24 lok. 6, 00-515 Warszawa
2	Elżbieta Rozmus	ul. Żurawia 24 lok. 6, 00-515 Warszawa
3		
4		
5		

**C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE WSKAZANIEM INTERESU  
BĘDĄCEGO**

## **PRZEDMIOTEM OCHRONY**

Uwagi ogólne:

1. Liberalizację przepisów na gruncie projektowanej ustawy, w tym liczne udogodnienia dla podmiotów działających w obszarze OZE, zwłaszcza dla przedsiębiorców o niewielkiej skali działalności, należy uznać za pożądane zarówno dla całej branży OZE, jak i naszych planów w zakresie rozwoju działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu i biogazu rolniczego oraz potencjalnej realizacji NCW;
  2. Niemniej jednak pragniemy zwrócić uwagę Ministerstwa, że nadal niedostatecznie doceniana jest rola biogazu, w szczególności jako:
    - a. źródła energii cieplnej zużywanej miejscowo do ogrzewania obiektów w bezpośrednim sąsiedztwie biogazowni;
    - b. źródła energii cieplnej zużywanej miejscowo do ogrzewania obiektów oddalonych, połączonych dedykowaną infrastrukturą przesyłową;
    - c. źródła energii wykorzystywanej w lokalnym transporcie;
    - d. sposobu na stabilizację systemu energetycznego poprzez magazynowanie nośnika energii w zbiornikach i uruchamianie generatorów w okresie szczytowego zapotrzebowania lub deficytu generacji z innych źródeł;
    - e. sposobu na magazynowanie nośnika energii wykorzystywanej do produkcji przez lokalny generator energii elektrycznej w stacji ładowania w tzw. punktach szybkiego ładowania samochodów elektrycznych;
- wymienione przypadki oznaczają możliwość poważnej oszczędności nakładów inwestycyjnych na aparaturze do oczyszczania poprzez dobranie charakterystyki palników do składu syngazu. Warto jednak podkreślić, że w wymienionych przypadkach rozwiązania konwencjonalne (np. kopalne nośniki energii) mają przewagę przez powszechność i tym samym ograniczenie ryzyka związanego z incydentalnym charakterem danego rozwiązania. Ponadto, paliwa kopalne są obecnie tańsze od biopaliw. Dodatkowo, certyfikacja jest czynnością kłopotliwą i kosztowną, a nie zachowanie tego rygoru powoduje, że dane rozwiązanie nie będzie zaliczane do realizacji celu OZE. Jeśli nie będzie występował dodatkowy czynnik wsparcia dla rozwoju, tego typu instalacje takie nie będą powstawały.
3. W toku konsultacji ww. projektu i w kontekście potencjału rozwoju projektów biogazowych, warta zasygnalizowania

jest również potrzeba stworzenia mechanizmu promującego wydzielenie i zbieranie z odpadów domowych biomasy nadającej się do fermentacji. Wydaje się, że obecnie przeważająca część tego typu odpadów pozostaje nie wyselekcjonowana i trafia na wysypiska wraz z elementami nie nadającymi się do recyklingu. Istniejący potężny potencjał produkcji biogazu w Polsce wymaga zdecydowanej polityki odpadowej zawierającej również elementy motywujące.

Uwagi szczegółowe:

Art. 1 ust. 4 (zmiany w art. 56 ust. 1 obowiązującej ustawy) - PKN ORLEN wyraża wątpliwość i zastanawia się jak będzie wyglądało wyznaczanie opłaty zastępczej w przypadku technologii obowiązujących w 2018 r., a nieobowiązujących w 2016 r., tzn. takich, które w 2016 nie miały mocy zainstalowanej?

Art. 1 ust. 17 (zmiany w art. 92 ust. 6a obowiązującej ustawy) - sygnalizujemy konieczność doprecyzowania zmienionego zapisu tj. „ust. 1 i 5” lub „ust. 1-5”. W związku z proponowaną modyfikacją pojawia się również pytanie czy jeżeli wytwórca nie wywiąże się z zobowiązania, to czy zostanie pozbawiony prawa do pokrycia ujemnego salda i gwarancji zakupu energii elektrycznej czy też innych praw? Widzimy tu potrzebę doprecyzowania dolegliwości karnych.

Art. 1 ust. 20 - (zmiany w art. 120 ust. 3 obowiązującej ustawy) - w związku z literalnym brzmieniem tego przepisu wnioskujemy o przedstawienie wyjaśnienia jak jest różnica pomiędzy sformułowaniami „zbycie” i „obrót”, wprowadzonymi w projekcie nowelizacji ustawy, a sformułowaniami „przekazanie” i „przeniesienie” stosowanymi dotychczas w ustawie OZE.



--

**D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY**

1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	

**E. Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych\*\*  
zgłoszenia dokonanego dnia**  
.....  
(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)

**F. OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE**

Imię i nazwisko	Data	Podpis
Henryk Kaliś	07.03.2019	
Elżbieta Rozmus	07.03.2019	



--	--	--

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy  
treść: "- Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

#### Pouczenie

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbینگowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414)) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 stycznia 2006 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych (Dz. U. Nr 34, poz. 236)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie konieczne rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.
2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.
3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbینگowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego.
4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.

<b>ZGŁOSZENIE ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM –ZGŁOSZENIE ZMIANY DANYCH*</b>		
<i>Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (nr wykazu: UD477)</i>		
<b>A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM</b>		
1. Nazwa/ <del>imię i nazwisko</del> ** <b>Miksztal Windfarm sp. z o.o.</b>		
2. Adres siedziby/ <del>adres miejsca zamieszkania</del> ** <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A 00-014 Warszawa</b>		
3. Adres do korespondencji i adres e-mail <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A 00-014 Warszawa</b> <a href="mailto:Rachel@sunflower-sit.com">Rachel@sunflower-sit.com</a>		
<b>B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA PODMIOTU WYMIENIONEGO W CZĘŚCI A W PRACACH NAD PROJEKTEM</b>		
Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1	<b>Rachel Segal</b>	
2	<b>Orly Kyram</b>	
<b>C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE WSKAZANIEM INTERESU BĘDĄCEGO PRZEDMIOTEM OCHRONY</b>		
<i>/wersja dwujęzyczna - bilingual version/</i>  Miksztal Windfarm sp. z o.o. (" <b>Spółka</b> ") jest spółką specjalnego przeznaczenia kontrolowaną przez Sunflower Sustainable Investments Ltd. (spółkę notowaną na giełdzie w Izraelu). Spółka posiada i eksploatuje lądową farmę wiatrową o mocy zainstalowanej 10 MW (5 turbin), znajdującą się w województwie łódzkim.  Będąc aktywnym członkiem sektora energii odnawialnej w Polsce, korzystającym z systemu opartego na Zielonych Certyfikatach (" <b>ZC</b> ") energii, Spółka jest wysoce zaniepokojona aktualną sytuacją na krajowym rynku ZC oraz potencjalnymi zmianami reżimu regulacyjnego, które mogłyby wynikać z proponowanych zmian.  Spółka pragnie zauważyć, że projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii (" <b>OZE</b> "), (" <b>Projekt</b> ") przygotowany przez Ministerstwo Energii, który jest obecnie		

przedmiotem konsultacji społecznych, przewiduje istotne zmiany w systemie ZC, które są bardzo niekorzystne dla inwestorów i nie powinny być procedowane w takiej formie.

## **1. Uwagi ogólne**

Po pierwsze, należy zauważyć, że Projekt nie przewiduje żadnych mechanizmów, które rozwiązałyby kwestię nadpodaży ZC na rynku.

Pomimo licznych apeli ze strony przedstawicieli sektora OZE w Polsce, rząd polski nie podjął żadnych kroków w celu zmniejszenia nadpodaży ZC lub złagodzenia konsekwencji tego zjawiska. Ponadto autorzy Projektu nie uznali nadpodaży ZC za kwestię nagłą i nie wprowadzili w Projekcie żadnych mechanizmów w odniesieniu do tego problemu.

Obawa ta wymaga pilnych zmian w drugiej wersji Projektu lub podczas dalszych prac nad Projektem, kontynuowanych w niedalekiej przyszłości, w celu przywrócenia stabilności rynku.

Po drugie, Spółka jest zaniepokojona kierunkiem i potencjalnym celem proponowanych zmian dotyczących wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, co zostało omówione szerzej poniżej.

## **2. Niedopuszczalne zmiany wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej**

Spółce trudno jest zrozumieć, że Ministerstwo Energii będące autorem Projektu ma na celu obniżenie cen ZC oraz wprowadzenie górnego limitu przychodów inwestorów OZE działających w systemie ZC. Spółka podkreśla, że sektor ZC napotkał liczne przeszkody wynikające z kontrowersyjnych zmian regulacyjnych mających wpływ na instalacje OZE funkcjonujące w ramach systemu ZC (m.in. nieoczekiwane zmiany sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej lub gwałtowne zmiany dotyczące podatku od nieruchomości w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych). Wspomniane zmiany miały wpływ przede wszystkim na małych i średnich operatorów OZE, którzy stoją w obliczu poważnych problemów związanych z rentownością. W związku z tym przedstawiciele branży mieli nadzieję na wzrost cen ZC, który poprawiłby ich trudną sytuację finansową. Zamiast tego Projekt proponuje nowe cięcia w spodziewanych dochodach operatorów OZE.

### *Proponowany wzór obliczania jednostkowej opłaty zastępczej*

Zgodnie z art. 1 pkt 4 Projektu jednostkowa opłata zastępcza ma być obliczana jako różnica pomiędzy: (i) 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018 r., ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. i (ii) średnią roczną ceny energii elektrycznej w poprzednim roku, ogłoszoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nie można zaakceptować takiego wzoru, w którym poziom opłaty zastępczej jest odwrotnie proporcjonalny do ogólnych cen elektryczności na rynku hurtowym.

### *Górny limit cen ZC*

Proponowany nowy wzór obliczania opłaty zastępczej będzie prawdopodobnie mieć niekorzystny wpływ na ceny ZC w przyszłości. W szczególności, powiązanie cen energii elektrycznej z opłatą zastępczą może doprowadzić do znacznego spadku cen ZC na polskim rynku.

Spółka wskazuje, że założenia przyjęte dla celów Projektu (tj. uniknięcie sytuacji prowadzącej do rzekomego „nadmiernego wsparcia” dla inwestorów OZE) są oparte na niewłaściwych analizach i w związku z tym są od podstaw nieprawidłowe. Spółka jest zdania, że rzeczywiste skutki proponowanych zmian zgodnie z aktualną wersją Projektu mogą doprowadzić do dalszego spadku rentowności u inwestorów, a w konsekwencji do znacznego pogorszenia kondycji finansowej tych inwestorów, która została już podważona wskutek wprowadzonych w ostatnich latach zmian przepisów.

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że nie można uznać za zasadne wprowadzenia górnego limitu maksymalnych przychodów możliwych do uzyskania z produkcji energii elektrycznej w instalacjach OZE korzystających z systemu ZC, biorąc pod uwagę aktualną kondycję finansową inwestorów OZE w systemie ZC. W każdym razie jednak, w przypadku wprowadzenia takiego górnego limitu, należy wziąć pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez inwestorów oraz ich rozsądne i słuszne oczekiwania dotyczące zwrotu z dokonanych inwestycji. W szczególności podkreślić należy, że przychody operatorów OZE nie powinny podlegać górnemu limitowi na podstawie cen referencyjnych dla wszystkich technologii w sektorze OZE z 2018 r., ważonych mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. (tj, 367,15 zł/MWh). Wynika to przede wszystkim z faktu, że projekty OZE działające w ramach programu ZC powstały dużo wcześniej, z uwzględnieniem innych (odpowiednio wyższych) kosztów. W szczególności Spółka wskazuje, że 85% tej wartości (stanowiącej maksymalny przychód) będzie wynosić 312 zł/MWh, co nie odzwierciedla rzeczywistych kosztów poniesionych przez operatora OZE podczas realizacji projektu, przy uwzględnieniu strat poniesionych przez farmy wiatrowe w ostatnich latach. Spółka wskazuje, że wartość ta powinna być oszacowana na poziomie co najmniej 400 zł/MWh.

Biorąc pod uwagę wzór zaproponowany w Projekcie, średnią cen referencyjnych dla wszystkich technologii w 2018 r. oraz szacunkową średnią roczną cenę energii elektrycznej w 2018 r., opłata zastępcza zostanie obliczona na poziomie ok. 117 zł/MWh w roku bieżącym. Przy założeniu, że ceny ZC osiągną poziom jednostkowej opłaty zastępczej (117 zł/MWh – mając jednocześnie na uwadze, że jest to tylko cena maksymalna), jest to ciągle poziom znacznie poniżej racjonalnych oczekiwań inwestorów.

Należy podkreślić, że wprowadzenie do Projektu mechanizmu sztucznie zaniżającego ceny ZC nie może być procedowane. W celu przywrócenia stabilności rynku ZC, Spółka proponuje ponowne wprowadzenie stałej wartości jednostkowej opłaty zastępczej, tak jak to przewidywały wprost przepisy ustawy o OZE przed wejściem w życie zmian z lipca 2017 r. Jeżeli jednak Ministerstwo Energii zamierza zachować proponowane zmiany w ich aktualnym brzmieniu (z jednostkową opłatą zastępczą obliczaną jako wartość zmienna),

Spółka pragnie podkreślić znaczenie wprowadzenia następujących dwóch zmian: (i) dolnego limitu jednostkowej opłaty zastępczej (punkt odniesienia powinien ulec zmianie, tak aby górny limit był ustalony na znacznie wyższym poziomie, zakładając łączne przychody inwestorów na oczekiwanym poziomie co najmniej 400 – 450 zł/MWh) oraz (ii) indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie ze średnim rocznym indeksem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI).

#### *Dolny limit jednostkowej opłaty zastępczej*

Jak wspomniano wyżej, Spółka stoi na stanowisku, że potencjalne zmiany dotyczące jednostkowej opłaty zastępczej, tj. wprowadzenie w Projekcie zmiennej wartości opłaty zastępczej, powinny być dopuszczalne jedynie w przypadku jednoczesnego wprowadzenia do ustawy o OZE minimalnej wartości (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej. Taki przepis zapewni utrzymanie wymaganej równowagi na rynku ZC oraz stabilności branży.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że wprowadzenie do Projektu dolnego limitu opłaty zastępczej powinno doprowadzić do zmniejszenia szacunkowego niekorzystnego wpływu na przychody uzyskiwane z instalacji OZE w ramach systemu ZC.

W opinii Spółki racjonalnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie do Projektu jednostkowej opłaty zastępczej przewidującej minimalną cenę ZC na poziomie PLN 300.

#### *Indeksacja podstawy obliczania opłaty zastępczej*

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że podstawa obliczania opłaty zastępczej (ceny referencyjne dla wszystkich technologii OZE) zgodnie ze wzorem zawartym bezpośrednio w treści Projektu powinna również podlegać corocznej indeksacji zgodnie z indeksem CPI z poprzedniego roku kalendarzowego. Zdaniem Spółki taka indeksacja powinna stanowić niezbędne narzędzie mające na celu zapobieganie stopniowemu spadkowi cen ZC na rynku OZE.

W szczególności Spółka wskazuje, że indeksacja umożliwi odzwierciedlenie wpływu inflacji na szacunkowe dochody inwestorów OZE. W konsekwencji, rezygnacja z indeksacji zgodnie z propozycją zawartą w Projekcie dodatkowo wpłynie na pogłębienie kwestii cen ZC, które już są niskie w chwili obecnej, co ostatecznie doprowadzi do znacznego spadku przychodów inwestorów OZE prowadzących działalność w ramach systemu Świadectw.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że przywrócenie indeksacji nie doprowadzi do nadmiernego wsparcia dla inwestorów OZE, głównie z uwagi na wahania zarówno obowiązujących na rynku cen energii elektrycznej, jak i cen Świadectw.

### **3. Ostateczne propozycje - wniosek**

Wobec powyższego, proponujemy przywrócenie w Projekcie wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, który obowiązywał przed wejściem w życie zmian do ustawy o OZE z lipca 2017 r.

W szczególności Spółka proponuje wprowadzenie następujących zmian do art. 1 pkt 4 ustawy:

- (i) rezygnacja z powiązania jednostkowej opłaty zastępczej z cenami energii elektrycznej i cenami referencyjnymi obowiązującymi w 2018 r.; zdaniem Spółki, racjonalnym rozwiązaniem byłoby przywrócenie jednostkowej opłaty zastępczej jako wartości stałej na poziomie ok. 300 zł/MWh w celu utrzymania stabilnego punktu odniesienia dla operatorów OZE;

Jeżeli jednak Ministerstwo Energii wprowadzi jednostkową opłatę zastępczą jako wartość zmienną uzależnioną od czynników rynkowych, Spółka pragnie podkreślić, że niezbędne byłoby wówczas uzupełnienie Projektu o następujące punkty:

- (i) wprowadzenie górnego limitu dla jednostkowej opłaty zastępczej na istotnie wyższym poziomie;
- (ii) wprowadzenie wartości minimalnej (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej oraz
- (iii) przywrócenie indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie z indeksem CPI.

Powyższe propozycje niewątpliwie wpłyną pozytywnie na inwestycje OZE działające w ramach systemu ZC i umożliwią inwestorom OZE wzmocnienie ich kondycji finansowej, która uległa naruszeniu w ostatnich latach.

Na koniec, Spółka wzywa do poruszenia bezpośrednio w Projekcie kwestii nadpodaży Świadectw na polskim rynku oraz wprowadzenia środków i mechanizmów w celu skutecznego zmniejszenia tego zjawiska.

-----

Miksztal Windfarm sp. z o.o. (the "**Company**") is a special-purpose company controlled by Sunflower Sustainable Investments Ltd. (a company listed on the Israeli Stock Exchange). The Company owns and operates an onshore wind farm located in the łódzkie voivodship in Poland, with the installed capacity of 10 MW (5 turbines).

The Company, as an active member of the Polish renewables sector, benefitting from the support scheme based on the Green Certificates (the "**GCs**"), is highly concerned by the current situation on the domestic GCs' market and by the potential changes to the regulatory regime which could result from the proposed amendments.

The Company wishes to point out that the draft amendment to the Act on Renewable Energy Sources (the "**RES**"), (the "**Draft**"), prepared by the Ministry of Energy and currently the subject of public consultation, provides for certain amendments to the GC scheme which are highly unfavourable to the investors and should not be proceeded in such a form.

## **1. General comments**

Firstly, it needs to be noted that the Draft does not provide for any mechanism that would address the issue of oversupply of the GCs on the market.

Despite numerous calls from the representatives of the Polish RES sector, the Polish government has not taken any steps to reduce the oversupply of the GCs or to mitigate its consequences. Further, the authors of the Draft have also failed to recognize the oversupply of the GCs as a pressing issue and have not implemented any mechanisms in the Draft with respect to this matter.

This concern must be urgently addressed in the second version of the Draft or during further works on the Draft in the near future, in order to reinstate the stability of the market.

Secondly, the Company is concerned by the direction and the potential aim of the proposed changes with respect to the formula to calculate the unit substitute fee, which is elaborated on further below.

## **2. Unacceptable changes to the unit substitute fee formula**

The Company finds it difficult to comprehend that the Ministry of Energy, as the author of the Draft, aims to reduce the GCs' prices and to introduce a cap on revenues of the RES investors active within the GC scheme. The Company emphasizes that the GC sector has been facing numerous obstacles resulting from the controversial regulatory amendments affecting the RES installations operating within the GC scheme (among others, unexpected changes of the formula to calculate the unit substitute fee or rapid amendments concerning real estate tax with respect to onshore wind installations). The said changes have affected, above all, small and medium-sized RES operators that are facing significant problems with profitability. Thus, the industry was hoping to see the GCs' prices grow to improve their poor financial condition. Instead, the Draft proposes new cuts in the expected incomes of the RES operators.

### *Proposed formula to calculate the unit substitute fee*

According to Article 1 point 4 of the Draft, the unit substitute fee is to be calculated as the difference between: (i) 85% of the average of the reference prices for all technologies in force in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016; and (ii) the average annual electricity price in the previous year, announced by the President of the Energy Regulatory Office. Such formula, where the level of the substitution fee is in inverse proportion to the general prices of electricity on the wholesale market, cannot be accepted.

### *Cap on the GCs' prices*

The proposed new formula to calculate the substitution fee will likely have a negative impact on the GCs' prices in the future. In particular, linking electricity prices to the substitution fee may result in a significant decrease in the GCs' prices on the Polish market.

The Company points out that the assumptions for the Draft (i.e. avoiding situations leading to the alleged "excessive support" given to RES investors) are based on incorrect assessments

and therefore are wrong from the outset. The Company claims that the actual effects of the proposed amendments under the current version of the Draft could result in further losses of profitability for investors and eventually lead to a significant decrease in such investors' financial standings, which have already been undermined due to the regulatory changes introduced in the last years.

Additionally, the Company notes that it cannot be deemed reasonable to introduce a cap on maximum revenue that could be achieved from generating electricity from RES installations benefiting from the GC scheme, taking into account the current financial conditions of the RES investors within the GC system. In any case however, if any cap were to be introduced, it should take into consideration the actual costs incurred by investors and their legitimate expectations as regards returns on the investments made. In particular, it should be stressed that revenues of the RES operators should not be capped on the basis of the reference prices for all technologies within the RES sector in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016 (which is PLN 367.15 per MWh). This is mainly due to the fact that the RES projects operating under the GC regime were developed much earlier, based on other (respectively higher) costs. In particular, the Company indicates that 85% of this value (which constitutes maximum revenue) will be approx. PLN 312 per MWh, which does not reflect the actual costs incurred by the RES operator during the development process, especially taking under consideration the difficult years that the wind farms have suffered. The Company specifies that such value should be estimated at the level of at least PLN 400 per MWh.

Taking into account the formula proposed directly in the Draft, the average of the reference prices for all technologies in 2018 and the estimated average annual price for electricity in 2018, the substitution fee will be calculated at the level of approx. PLN 117 per MWh in the current year. If we assume that the GCs' prices reach the level of the unit substitute fee (PLN 117 per MWh, also taking into account that it is only the maximum price), such level is still significantly below the investors' reasonable expectations.

It needs to be stressed that the introduction of a mechanism into the Draft which artificially undercuts the GCs' prices cannot be proceeded with. To reinstate the stability of the GCs' market, the Company proposes that the unit substitute fee should be restored as a fixed value, as provided for directly in the Act on RES before the amendment to the Act from July 2017 came into force. If, however, the Ministry of Energy aims at maintaining the planned amendments in their current form (the unit substitute fee calculated as a variable value), the Company underlines the importance of the introduction of the following two amendments: (i) a floor for the unit substitute fee (the reference point should be amended so the cap is at a significantly higher level, assuming total revenues of the investors at the expected level of at least PLN 400 – 450 per MWh); and (ii) the indexation of the basis to calculate the unit substitute fee with the average annual price index of consumer goods and services (CPI).

*Floor for the unit substitute fee*



As stated above, the Company takes the view that any potential amendments concerning the unit substitute fee, i.e. implementation of a variable value of the unit substitute fee directly in the Draft, should be permissible only if the Act on RES also introduces a minimum fee value (a floor) of the unit substitute fee. Such regulation would ensure the required balance of the GCs' market and maintain the stability of the industry.

The Company also wishes to point out that a floor for the substitution fee should be introduced in the Draft to mitigate the estimated adverse impact on the revenue achievable from RES installations in the GCs' system.

According to the Company, it would be reasonable to introduce a unit substitute fee in the Draft, setting the minimum price of the GCs at the level of PLN 300.

#### *Indexation of the basis to calculate the unit substitute fee*

Furthermore, the Company notes that the basis to calculate the unit substitute fee (the reference prices for all RES technologies) in accordance with the formula provided for directly in the Draft should also be annually indexed with the CPI from the previous calendar year. According to the Company, such indexation should be a mandatory tool to prevent a gradual decrease in the GCs' prices on the RES market.

In particular, the Company states that the indexation will reflect the impact of inflation on the estimated income of the RES investors. Consequently, withdrawal from the indexation proposed under the Draft will additionally aggravate the issue of the already low prices of the GCs, which will eventually result in a significant decrease in the revenues of the RES investors operating within the GC system.

The Company also wishes to indicate that reinstating the indexation will not result in excessive support for the RES investors, mainly because of the fluctuations of both the electricity prices applicable on the market and the GCs' prices.

### **3. Final proposals - conclusion**

Taking the above into account, it is proposed that the formula of the substitution fee unit which was in force prior to the amendment to the Act on RES that came into force in July 2017 should be reinstated in the Draft.

In particular, the Company proposes the following amendments to Article 1 point 4 of the Draft:

- (ii) to withdraw from linking the unit substitute fee to the electricity prices and the reference prices applicable in 2018; according to the Company, it would be reasonable to reinstate the unit substitute fee as a fixed value of approx. PLN 300 per MWh to maintain a stable reference point for the RES operators;

However, if the Ministry of Energy proceeds with introducing the unit substitute fee as a variable value dependent on the market factors, the Company emphasizes that it would be indispensable to add the following points to the Draft:

- (iv) to introduce a cap for the unit substitute fee at a significantly higher level;
- (v) to introduce a minimum value (a floor) for the unit substitute fee; and
- (vi) to reinstate the indexation of the unit substitute fee with the CPI.

The above proposals will certainly have a positive impact on the RES investments operating under the GC regime and will enable RES investors to restore their financial standing, which was undermined in the last years.

Finally, the Company calls for the issue of oversupply of the GCs on the Polish market to be addressed directly in the Draft and for measures and mechanisms to be implemented to effectively reduce this phenomenon.

**D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY**

1	Odpis KRS dla Miksztal Windfarm sp. z o.o.
<b>E.</b>	<del>Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych**</del> zgłoszenia dokonanego dnia .....
	(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)

**F. OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE**

Imię i nazwisko	Data	Podpis
<b>Orly Kyram</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/ /handwritten signature/</i>
<b>Rachel Segal</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/ /handwritten signature/</i>

**G. KLAUZULA ODPOWIEDZIALNOŚCI KARNEJ ZA SKŁADANIE FAŁSZYWYCH ZEZNAŃ**

**Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia**  
*/odręczny podpis/*  
*/handwritten signature/*  
 (podpis)  
*/odręczny podpis/*

*/handwritten signature/*

(podpis)

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, treść: "– Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.

2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.

3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.

4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.

<b>ZGŁOSZENIE</b> <b>ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM –ZGŁOSZENIE ZMIANY</b> <b>DANYCH*</b> <i>Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw</i> (nr wykazu: UD477)		
<b>A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM</b>		
1. Nazwa/ <del>imię i nazwisko</del> ** <b>Salarian sp. z o.o.</b>		
2. Adres siedziby/ <del>adres miejsca zamieszkania</del> ** <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b>		
3. Adres do korespondencji i adres e-mail <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b> <a href="mailto:Rachel@sunflower-sit.com">Rachel@sunflower-sit.com</a>		
<b>B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA</b> <b>PODMIOTU WYMIENIONEGO W CZĘŚCI A</b> <b>W PRACACH NAD PROJEKTEM</b>		
Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1	<b>Rachel Segal</b>	
2	<b>Orly Kyram</b>	
<b>C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE</b> <b>WSKAZANIEM INTERESU BĘDĄCEGO</b> <b>PRZEDMIOTEM OCHRONY</b>		
<i>/wersja dwujęzyczna - bilingual version/</i>  <p>Salarian sp. z o.o. ("<b>Spółka</b>") jest spółką specjalnego przeznaczenia kontrolowaną przez Sunflower Sustainable Investments Ltd. (spółkę notowaną na giełdzie w Izraelu). Spółka posiada i eksploatuje lądową farmę wiatrową o mocy zainstalowanej 6 MW (3 turbiny), znajdującą się w województwie kujawsko-pomorskim.</p> <p>Będąc aktywnym członkiem sektora energii odnawialnej w Polsce, korzystającym z systemu opartego na Zielonych Certyfikatach ("<b>ZC</b>") energii, Spółka jest wysoce zaniepokojona aktualną sytuacją na krajowym rynku ZC oraz potencjalnymi zmianami reżimu regulacyjnego, które mogłyby wynikać z proponowanych zmian.</p> <p>Spółka pragnie zauważyć, że projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii ("<b>OZE</b>", ("<b>Projekt</b>") przygotowany przez Ministerstwo Energii, który jest obecnie</p>		

przedmiotem konsultacji społecznych, przewiduje istotne zmiany w systemie ZC, które są bardzo niekorzystne dla inwestorów i nie powinny być procedowane w takiej formie.

## **1. Uwagi ogólne**

Po pierwsze, należy zauważyć, że Projekt nie przewiduje żadnych mechanizmów, które rozwiązałyby kwestię nadpodaży ZC na rynku.

Pomimo licznych apeli ze strony przedstawicieli sektora OZE w Polsce, rząd polski nie podjął żadnych kroków w celu zmniejszenia nadpodaży ZC lub złagodzenia konsekwencji tego zjawiska. Ponadto autorzy Projektu nie uznali nadpodaży ZC za kwestię nagłą i nie wprowadzili w Projekcie żadnych mechanizmów w odniesieniu do tego problemu.

Obawa ta wymaga pilnych zmian w drugiej wersji Projektu lub podczas dalszych prac nad Projektem, kontynuowanych w niedalekiej przyszłości, w celu przywrócenia stabilności rynku.

Po drugie, Spółka jest zaniepokojona kierunkiem i potencjalnym celem proponowanych zmian dotyczących wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, co zostało omówione szerzej poniżej.

## **2. Niedopuszczalne zmiany wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej**

Spółce trudno jest zrozumieć, że Ministerstwo Energii będące autorem Projektu ma na celu obniżenie cen ZC oraz wprowadzenie górnego limitu przychodów inwestorów OZE działających w systemie ZC. Spółka podkreśla, że sektor ZC napotkał liczne przeszkody wynikające z kontrowersyjnych zmian regulacyjnych mających wpływ na instalacje OZE funkcjonujące w ramach systemu ZC (m.in. nieoczekiwane zmiany sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej lub gwałtowne zmiany dotyczące podatku od nieruchomości w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych). Wspomniane zmiany miały wpływ przede wszystkim na małych i średnich operatorów OZE, którzy stoją w obliczu poważnych problemów związanych z rentownością. W związku z tym przedstawiciele branży mieli nadzieję na wzrost cen ZC, który poprawiłby ich trudną sytuację finansową. Zamiast tego Projekt proponuje nowe cięcia w spodziewanych dochodach operatorów OZE.

### *Proponowany wzór obliczania jednostkowej opłaty zastępczej*

Zgodnie z art. 1 pkt 4 Projektu jednostkowa opłata zastępcza ma być obliczana jako różnica pomiędzy: (i) 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018 r., ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. i (ii) średnią roczną ceny energii elektrycznej w poprzednim roku, ogłoszoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nie można zaakceptować takiego wzoru, w którym poziom opłaty zastępczej jest odwrotnie proporcjonalny do ogólnych cen elektryczności na rynku hurtowym.

### *Górny limit cen ZC*

Proponowany nowy wzór obliczania opłaty zastępczej będzie prawdopodobnie mieć niekorzystny wpływ na ceny ZC w przyszłości. W szczególności, powiązanie cen energii elektrycznej z opłatą zastępczą może doprowadzić do znacznego spadku cen ZC na polskim rynku.

Spółka wskazuje, że założenia przyjęte dla celów Projektu (tj. uniknięcie sytuacji prowadzącej do rzekomego „nadmiernego wsparcia” dla inwestorów OZE) są oparte na niewłaściwych analizach i w związku z tym są od podstaw nieprawidłowe. Spółka jest zdania, że rzeczywiste skutki proponowanych zmian zgodnie z aktualną wersją Projektu mogą doprowadzić do dalszego spadku rentowności u inwestorów, a w konsekwencji do znacznego pogorszenia kondycji finansowej tych inwestorów, która została już podważona wskutek wprowadzonych w ostatnich latach zmian przepisów.

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że nie można uznać za zasadne wprowadzenia górnego limitu maksymalnych przychodów możliwych do uzyskania z produkcji energii elektrycznej w instalacjach OZE korzystających z systemu ZC, biorąc pod uwagę aktualną kondycję finansową inwestorów OZE w systemie ZC. W każdym razie jednak, w przypadku wprowadzenia takiego górnego limitu, należy wziąć pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez inwestorów oraz ich rozsądne i słuszne oczekiwania dotyczące zwrotu z dokonanych inwestycji. W szczególności podkreślić należy, że przychody operatorów OZE nie powinny podlegać górnemu limitowi na podstawie cen referencyjnych dla wszystkich technologii w sektorze OZE z 2018 r., ważonych mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. (tj, 367,15 zł/MWh). Wynika to przede wszystkim z faktu, że projekty OZE działające w ramach programu ZC powstały dużo wcześniej, z uwzględnieniem innych (odpowiednio wyższych) kosztów. W szczególności Spółka wskazuje, że 85% tej wartości (stanowiącej maksymalny przychód) będzie wynosić 312 zł/MWh, co nie odzwierciedla rzeczywistych kosztów poniesionych przez operatora OZE podczas realizacji projektu, przy uwzględnieniu strat poniesionych przez farmy wiatrowe w ostatnich latach. Spółka wskazuje, że wartość ta powinna być oszacowana na poziomie co najmniej 400 zł/MWh.

Biorąc pod uwagę wzór zaproponowany w Projekcie, średnią cen referencyjnych dla wszystkich technologii w 2018 r. oraz szacunkową średnią roczną cenę energii elektrycznej w 2018 r., opłata zastępcza zostanie obliczona na poziomie ok. 117 zł/MWh w roku bieżącym. Przy założeniu, że ceny ZC osiągną poziom jednostkowej opłaty zastępczej (117 zł/MWh – mając jednocześnie na uwadze, że jest to tylko cena maksymalna), jest to ciągle poziom znacznie poniżej racjonalnych oczekiwań inwestorów.

Należy podkreślić, że wprowadzenie do Projektu mechanizmu sztucznie zaniżającego ceny ZC nie może być procedowane. W celu przywrócenia stabilności rynku ZC, Spółka proponuje ponowne wprowadzenie stałej wartości jednostkowej opłaty zastępczej, tak jak to przewidywały wprost przepisy ustawy o OZE przed wejściem w życie zmian z lipca 2017 r. Jeżeli jednak Ministerstwo Energii zamierza zachować proponowane zmiany w ich aktualnym brzmieniu (z jednostkową opłatą zastępczą obliczaną jako wartość zmienna),

Spółka pragnie podkreślić znaczenie wprowadzenia następujących dwóch zmian: (i) dolnego limitu jednostkowej opłaty zastępczej (punkt odniesienia powinien ulec zmianie, tak aby górny limit był ustalony na znacznie wyższym poziomie, zakładając łączne przychody inwestorów na oczekiwanym poziomie co najmniej 400 – 450 zł/MWh) oraz (ii) indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie ze średnim rocznym indeksem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI).

#### *Dolny limit jednostkowej opłaty zastępczej*

Jak wspomniano wyżej, Spółka stoi na stanowisku, że potencjalne zmiany dotyczące jednostkowej opłaty zastępczej, tj. wprowadzenie w Projekcie zmiennej wartości opłaty zastępczej, powinny być dopuszczalne jedynie w przypadku jednoczesnego wprowadzenia do ustawy o OZE minimalnej wartości (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej. Taki przepis zapewni utrzymanie wymaganej równowagi na rynku ZC oraz stabilności branży.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że wprowadzenie do Projektu dolnego limitu opłaty zastępczej powinno doprowadzić do zmniejszenia szacunkowego niekorzystnego wpływu na przychody uzyskiwane z instalacji OZE w ramach systemu ZC.

W opinii Spółki racjonalnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie do Projektu jednostkowej opłaty zastępczej przewidującej minimalną cenę ZC na poziomie PLN 300.

#### *Indeksacja podstawy obliczania opłaty zastępczej*

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że podstawa obliczania opłaty zastępczej (ceny referencyjne dla wszystkich technologii OZE) zgodnie ze wzorem zawartym bezpośrednio w treści Projektu powinna również podlegać corocznej indeksacji zgodnie z indeksem CPI z poprzedniego roku kalendarzowego. Zdaniem Spółki taka indeksacja powinna stanowić niezbędne narzędzie mające na celu zapobieganie stopniowemu spadkowi cen ZC na rynku OZE.

W szczególności Spółka wskazuje, że indeksacja umożliwi odzwierciedlenie wpływu inflacji na szacunkowe dochody inwestorów OZE. W konsekwencji, rezygnacja z indeksacji zgodnie z propozycją zawartą w Projekcie dodatkowo wpłynie na pogłębienie kwestii cen ZC, które już są niskie w chwili obecnej, co ostatecznie doprowadzi do znacznego spadku przychodów inwestorów OZE prowadzących działalność w ramach systemu Świadectw.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że przywrócenie indeksacji nie doprowadzi do nadmiernego wsparcia dla inwestorów OZE, głównie z uwagi na wahania zarówno obowiązujących na rynku cen energii elektrycznej, jak i cen Świadectw.

### **3. Ostateczne propozycje - wniosek**

Wobec powyższego, proponujemy przywrócenie w Projekcie wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, który obowiązywał przed wejściem w życie zmian do ustawy o OZE z lipca 2017 r.

W szczególności Spółka proponuje wprowadzenie następujących zmian do art. 1 pkt 4 ustawy:

- (i) rezygnacja z powiązania jednostkowej opłaty zastępczej z cenami energii elektrycznej i cenami referencyjnymi obowiązującymi w 2018 r.; zdaniem Spółki, racjonalnym rozwiązaniem byłoby przywrócenie jednostkowej opłaty zastępczej jako wartości stałej na poziomie ok. 300 zł/MWh w celu utrzymania stabilnego punktu odniesienia dla operatorów OZE;

Jeżeli jednak Ministerstwo Energii wprowadzi jednostkową opłatę zastępczą jako wartość zmienną uzależnioną od czynników rynkowych, Spółka pragnie podkreślić, że niezbędne byłoby wówczas uzupełnienie Projektu o następujące punkty:

- (i) wprowadzenie górnego limitu dla jednostkowej opłaty zastępczej na istotnie wyższym poziomie;
- (ii) wprowadzenie wartości minimalnej (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej oraz
- (iii) przywrócenie indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie z indeksem CPI.

Powyższe propozycje niewątpliwie wpłyną pozytywnie na inwestycje OZE działające w ramach systemu ZC i umożliwią inwestorom OZE wzmocnienie ich kondycji finansowej, która uległa naruszeniu w ostatnich latach.

Na koniec, Spółka wzywa do poruszenia bezpośrednio w Projekcie kwestii nadpodaży Świadectw na polskim rynku oraz wprowadzenia środków i mechanizmów w celu skutecznego zmniejszenia tego zjawiska.

-----

Salarian sp. z o.o. (the "**Company**") is a special-purpose company controlled by Sunflower Sustainable Investments Ltd. (a company listed on the Israeli Stock Exchange). The Company owns and operates an onshore wind farm located in the kujawsko-pomorskie voivodship in Poland, with the installed capacity of 6 MW (3 turbines).

The Company, as an active member of the Polish renewables sector, benefitting from the support scheme based on the Green Certificates (the "**GCs**"), is highly concerned by the current situation on the domestic GCs' market and by the potential changes to the regulatory regime which could result from the proposed amendments.

The Company wishes to point out that the draft amendment to the Act on Renewable Energy Sources (the "**RES**"), (the "**Draft**"), prepared by the Ministry of Energy and currently the subject of public consultation, provides for certain amendments to the GC scheme which are highly unfavourable to the investors and should not be proceeded in such a form.

## **1. General comments**



Firstly, it needs to be noted that the Draft does not provide for any mechanism that would address the issue of oversupply of the GCs on the market.

Despite numerous calls from the representatives of the Polish RES sector, the Polish government has not taken any steps to reduce the oversupply of the GCs or to mitigate its consequences. Further, the authors of the Draft have also failed to recognize the oversupply of the GCs as a pressing issue and have not implemented any mechanisms in the Draft with respect to this matter.

This concern must be urgently addressed in the second version of the Draft or during further works on the Draft in the near future, in order to reinstate the stability of the market.

Secondly, the Company is concerned by the direction and the potential aim of the proposed changes with respect to the formula to calculate the unit substitute fee, which is elaborated on further below.

## **2. Unacceptable changes to the unit substitute fee formula**

The Company finds it difficult to comprehend that the Ministry of Energy, as the author of the Draft, aims to reduce the GCs' prices and to introduce a cap on revenues of the RES investors active within the GC scheme. The Company emphasizes that the GC sector has been facing numerous obstacles resulting from the controversial regulatory amendments affecting the RES installations operating within the GC scheme (among others, unexpected changes of the formula to calculate the unit substitute fee or rapid amendments concerning real estate tax with respect to onshore wind installations). The said changes have affected, above all, small and medium-sized RES operators that are facing significant problems with profitability. Thus, the industry was hoping to see the GCs' prices grow to improve their poor financial condition. Instead, the Draft proposes new cuts in the expected incomes of the RES operators.

### *Proposed formula to calculate the unit substitute fee*

According to Article 1 point 4 of the Draft, the unit substitute fee is to be calculated as the difference between: (i) 85% of the average of the reference prices for all technologies in force in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016; and (ii) the average annual electricity price in the previous year, announced by the President of the Energy Regulatory Office. Such formula, where the level of the substitution fee is in inverse proportion to the general prices of electricity on the wholesale market, cannot be accepted.

### *Cap on the GCs' prices*

The proposed new formula to calculate the substitution fee will likely have a negative impact on the GCs' prices in the future. In particular, linking electricity prices to the substitution fee may result in a significant decrease in the GCs' prices on the Polish market.

The Company points out that the assumptions for the Draft (i.e. avoiding situations leading to the alleged "excessive support" given to RES investors) are based on incorrect assessments

and therefore are wrong from the outset. The Company claims that the actual effects of the proposed amendments under the current version of the Draft could result in further losses of profitability for investors and eventually lead to a significant decrease in such investors' financial standings, which have already been undermined due to the regulatory changes introduced in the last years.

Additionally, the Company notes that it cannot be deemed reasonable to introduce a cap on maximum revenue that could be achieved from generating electricity from RES installations benefiting from the GC scheme, taking into account the current financial conditions of the RES investors within the GC system. In any case however, if any cap were to be introduced, it should take into consideration the actual costs incurred by investors and their legitimate expectations as regards returns on the investments made. In particular, it should be stressed that revenues of the RES operators should not be capped on the basis of the reference prices for all technologies within the RES sector in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016 (which is PLN 367.15 per MWh). This is mainly due to the fact that the RES projects operating under the GC regime were developed much earlier, based on other (respectively higher) costs. In particular, the Company indicates that 85% of this value (which constitutes maximum revenue) will be approx. PLN 312 per MWh, which does not reflect the actual costs incurred by the RES operator during the development process, especially taking under consideration the difficult years that the wind farms have suffered. The Company specifies that such value should be estimated at the level of at least PLN 400 per MWh.

Taking into account the formula proposed directly in the Draft, the average of the reference prices for all technologies in 2018 and the estimated average annual price for electricity in 2018, the substitution fee will be calculated at the level of approx. PLN 117 per MWh in the current year. If we assume that the GCs' prices reach the level of the unit substitute fee (PLN 117 per MWh, also taking into account that it is only the maximum price), such level is still significantly below the investors' reasonable expectations.

It needs to be stressed that the introduction of a mechanism into the Draft which artificially undercuts the GCs' prices cannot be proceeded with. To reinstate the stability of the GCs' market, the Company proposes that the unit substitute fee should be restored as a fixed value, as provided for directly in the Act on RES before the amendment to the Act from July 2017 came into force. If, however, the Ministry of Energy aims at maintaining the planned amendments in their current form (the unit substitute fee calculated as a variable value), the Company underlines the importance of the introduction of the following two amendments: (i) a floor for the unit substitute fee (the reference point should be amended so the cap is at a significantly higher level, assuming total revenues of the investors at the expected level of at least PLN 400 – 450 per MWh); and (ii) the indexation of the basis to calculate the unit substitute fee with the average annual price index of consumer goods and services (CPI).

*Floor for the unit substitute fee*

As stated above, the Company takes the view that any potential amendments concerning the unit substitute fee, i.e. implementation of a variable value of the unit substitute fee directly in the Draft, should be permissible only if the Act on RES also introduces a minimum fee value (a floor) of the unit substitute fee. Such regulation would ensure the required balance of the GCs' market and maintain the stability of the industry.

The Company also wishes to point out that a floor for the substitution fee should be introduced in the Draft to mitigate the estimated adverse impact on the revenue achievable from RES installations in the GCs' system.

According to the Company, it would be reasonable to introduce a unit substitute fee in the Draft, setting the minimum price of the GCs at the level of PLN 300.

#### *Indexation of the basis to calculate the unit substitute fee*

Furthermore, the Company notes that the basis to calculate the unit substitute fee (the reference prices for all RES technologies) in accordance with the formula provided for directly in the Draft should also be annually indexed with the CPI from the previous calendar year. According to the Company, such indexation should be a mandatory tool to prevent a gradual decrease in the GCs' prices on the RES market.

In particular, the Company states that the indexation will reflect the impact of inflation on the estimated income of the RES investors. Consequently, withdrawal from the indexation proposed under the Draft will additionally aggravate the issue of the already low prices of the GCs, which will eventually result in a significant decrease in the revenues of the RES investors operating within the GC system.

The Company also wishes to indicate that reinstating the indexation will not result in excessive support for the RES investors, mainly because of the fluctuations of both the electricity prices applicable on the market and the GCs' prices.

### **3. Final proposals - conclusion**

Taking the above into account, it is proposed that the formula of the substitution fee unit which was in force prior to the amendment to the Act on RES that came into force in July 2017 should be reinstated in the Draft.

In particular, the Company proposes the following amendments to Article 1 point 4 of the Draft:

- (ii) to withdraw from linking the unit substitute fee to the electricity prices and the reference prices applicable in 2018; according to the Company, it would be reasonable to reinstate the unit substitute fee as a fixed value of approx. PLN 300 per MWh to maintain a stable reference point for the RES operators;

However, if the Ministry of Energy proceeds with introducing the unit substitute fee as a variable value dependent on the market factors, the Company emphasizes that it would be indispensable to add the following points to the Draft:

- (iv) to introduce a cap for the unit substitute fee at a significantly higher level;
- (v) to introduce a minimum value (a floor) for the unit substitute fee; and
- (vi) to reinstate the indexation of the unit substitute fee with the CPI.

The above proposals will certainly have a positive impact on the RES investments operating under the GC regime and will enable RES investors to restore their financial standing, which was undermined in the last years.

Finally, the Company calls for the issue of oversupply of the GCs on the Polish market to be addressed directly in the Draft and for measures and mechanisms to be implemented to effectively reduce this phenomenon.

**D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY**

1	Odpis KRS dla Salarian sp. z o.o.
<b>E.</b>	<del>Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych**</del> zgłoszenia dokonanego dnia .....
	(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)

**F. OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE**

Imię i nazwisko	Data	Podpis
<b>Orly Kyram</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/</i> <i>/handwritten signature/</i>
<b>Rachel Segal</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/</i> <i>/handwritten signature/</i>

**G. KLAUZULA ODPOWIEDZIALNOŚCI KARNEJ ZA SKŁADANIE FAŁSZYWYCH ZEZNAŃ**

**Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia**  
*/odręczny podpis/*  
*/handwritten signature/*  
 (podpis)  
*/odręczny podpis/*

*/handwritten signature/*

(podpis)

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, treść: "– Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.

2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.

3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.

4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.

<b>ZGŁOSZENIE</b> <b>ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM</b> <b>Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych</b> <b>ustaw (Nr wykazu: UD477)</b>		
<b>A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM</b>		
1. Nazwa: STOWARZYSZENIE PAPIERNIKÓW POLSKICH		
2. Adres siedziby: PLAC KOMUNY PARYSKIEJ 5A, 90-007 ŁÓDŹ		
3. Adres do korespondencji i adres e-mail: PLAC KOMUNY PARYSKIEJ 5A, 90-007 ŁÓDŹ, SP@SPP.PL		
<b>B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA</b> <b>PODMIOTU WYMIENIONEGO W CZĘŚCI A</b> <b>W PRACACH NAD PROJEKTEM</b>		
Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1	Janusz Turski, Dyrektor Generalny	
2		
3		
4		
5		
<b>C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE</b> <b>WSKAZANIEM INTERESU BĘDĄCEGO</b> <b>PRZEDMIOTEM OCHRONY</b>		

Stowarzyszenie Papierników Polskich działając na rzecz swoich członków postuluje wprowadzenie zmiany do art. 60a Ustawy o odnawialnych źródłach energii (dalej "Ustawa OZE") oraz uzupełnienie Projektu Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Nr wykazu: UD477, dalej "Projekt Ustawy") o odpowiednie przepisy dostosowujące.

Stowarzyszenie Papierników Polskich reprezentuje krajowe przedsiębiorstwa branży celulozowo-papierniczej, które bezpośrednio zatrudniają ok. 57 tys. osób zamieszkujących przede wszystkim na terenie obszarów wiejskich i małych miast.

Projekt Ustawy obejmuje propozycję nowelizacji przepisów istotnych dla przedstawicieli branży celulozowo-papierniczej, regulujących obowiązek domieszkowania biomasy pochodzenia rolniczego, tj. art. 60a ust. 2 Ustawy OZE. Nowelizacja jest tym samym okazją do naprawienia błędu przy formułowaniu i wprowadzaniu tego przepisu ustawą z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 1276).

Ustawą z dnia 7 czerwca 2018 r. nowelizującą Ustawę OZE ustawodawca wprowadził art. 60a, który w ust. 2 określił minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy dla określonych instalacji. Tym samym, ustawodawca przeniósł na poziom ustawowy regulacje zawarte wcześniej w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, które na podstawie art. 206 pkt 1 Ustawy OZE, utraciły moc z dniem 2 lipca 2018 r. Nowelizacja nie wprowadziła jednak wyłączenia, na podstawie którego wymogów w zakresie minimalnego udziału biomasy pochodzącej z upraw lub odpadów nie stosowało się do odpadów z przemysłu przetwarzającego produkty z produkcji leśnej spalanych w miejscu ich powstania.

Ten błąd został naprawiony poprzez przyjęcie przez Ministra Energii Rozporządzenia z dnia 3 grudnia 2018 r. w sprawie obniżenia wielkości minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy, które określało minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy w zakresie, w jakim biomasa ta stanowi odpady lub pozostałości pochodzenia biologicznego z leśnictwa i związanych z leśnictwem działów przemysłu, spalanej w miejscu powstania tych odpadów lub pozostałości, na poziomie 0%. Tym samym, rozporządzenie przywróciło wyłączenie z obowiązku domieszkowania biomasy pochodzenia rolniczego obowiązujące niezmiennie od 2012 r., którego utrzymanie uzasadnione jest m.in. wymogami techniczno-technologicznymi, a istotą jest przede wszystkim efektywne wykorzystanie lokalnie dostępnych surowców, zgodnie z zasadami gospodarki obiegu cyrkularnego. Docelowo jednak, przepisy określające przedmiotowe wyłączenie powinny znaleźć się w

Ustawie OZE, zgodnie z intencją ustawodawcy, który zdecydował o przeniesieniu na poziom ustawowy regulacji zawartych wcześniej w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r.

W tym celu postuluje się zmianę art. 60a Ustawy OZE, poprzez dodanie po ust. 2 nowego ust. 2a w brzmieniu:

***"2a. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy w zakresie, w jakim biomasa ta stanowi odpady lub pozostałości pochodzenia biologicznego z leśnictwa i związanych z leśnictwem działań przemysłu, spalanej w miejscu powstania tych odpadów lub pozostałości, dla:***

- 1) instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW,***
- 2) dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW***

***- wynosi 0%."***

Powyższe rozwiązanie pozwoli uregulować w akcie rangi ustawy sytuację prawną przedstawicieli sektora leśno – drzewnego zgodnie z intencją ustawodawcy, utrzymując uprawnienie do wykorzystania odpadów i pozostałości powstających w produkcji mas włóknistych, celulozowych oraz w produkcji papieru na miejscu.

Należy wskazać, że pierwotnie, na mocy Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. wyłączenie z obowiązku stosowania biomasy pochodzenia rolniczego dla przedstawicieli sektora leśno – drzewnego określone było bezterminowo. Podobnie, na mocy Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 3 grudnia 2018 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego został określony na poziomie 0% dla określonych instalacji z sektora leśno-drzewnego bezterminowo.

W przypadku przyjęcia proponowanych w Projekcie Ustawy zmian do art. 60a Ustawy OZE, Minister Energii będzie mógł określić w drodze rozporządzenia niższą wielkość udziału biomasy pochodzenia rolniczego ograniczając lub wyłączając z obowiązku jej domieszkowania określone podmioty zobowiązane, jedynie na dany rok. Takie rozwiązanie zwiększy niepewność prawną po stronie przedstawicieli sektora leśno – drzewnego. W przypadku bowiem, gdyby w danym roku wyłączenie z obowiązku domieszkowania biomasy nie zostało przyjęte, operatorzy instalacji wykorzystujący odpady z przemysłu przetwarzającego produkty z produkcji leśnej spalane w miejscu ich powstania byłiby wyłączeni ze wsparcia przeznaczonego dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii. To natomiast stworzy ryzyko poniesienia szkód wielkich rozmiarów związane z nierentownością wielomilionowych inwestycji w odnawialne źródła energii poczynionych przez przedstawicieli sektora leśno – drzewnego.. Aby uniknąć takiego ryzyka, należy zmienić art. 60a Ustawy OZE, poprzez dodanie po ust. 2 nowego ust. 2a w proponowanym brzmieniu.




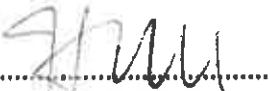
W przypadku wprowadzenia postulowanego przepisu do Ustawy OZE, dalsze obowiązywanie Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 3 grudnia 2018 r. w sprawie obniżenia wielkości minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy będzie bezprzedmiotowe. Postuluje się więc w takim przypadku dodanie do Projektu Ustawy nowego art. 9 jako przepisu dostosowującego (z jednoczesnym dostosowaniem numerów artykułów kolejnych) w brzmieniu:

*"Art. [9] Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 wygasają w dniu wejścia Ustawy w życie."*

#### Alternatywna propozycja

W przypadku braku akceptacji dla uwzględnienia w Projekcie Ustawy proponowanej zmiany, tj. dodania art. 60a ust. 2a, postuluje się usunięcie z Projektu Ustawy zmiany proponowanej w art. 1 pkt. 6 Projektu Ustawy, to jest zmiany do art. 60a ust. 3 Ustawy OZE. Rozwiązanie takie pozwoli na utrzymanie w mocy, bezterminowo, Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 3 grudnia 2018 r. w sprawie obniżenia wielkości minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy. Obowiązywanie tego rozporządzenia bez ograniczenia terminowego było zgodne z pierwotnym założeniem prawodawcy. Wskazane jest więc utrzymanie takiego stanu poprzez rezygnację z wprowadzenia zmian do art. 60a ust. 3 Ustawy OZE i uchylene Art. 1 pkt 6 z Projektu Ustawy.

<b>D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY</b>	
1	Odpis KRS dla Stowarzyszenia Papierników Polskich.
2	Proponowane brzmienie zapisów Projektu Ustawy.
3	-
4	-
5	-
6	-
7	-
8	-
<b>E.</b>	<p><b>Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych**</b></p> <p><b>zgłoszenia dokonanego dnia .....</b></p> <p>(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)</p>
<b>F.</b>	<b>OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE</b>

Imię i nazwisko	Data	Podpis
Janusz Turski	7.03.2019 rok	
<p><b>G. KLAUZULA ODPOWIEDZIALNOŚCI KARNEJ ZA SKŁADANIE FAŁSZYWYCH ZEZNAŃ</b></p> <p><b>Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia</b></p> <p> ..... (podpis)</p>		

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, treść: "– Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.
2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.
3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.
4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.

<b>ZGŁOSZENIE</b> <b>ZAINTERESOWANIA PRACAMI NAD PROJEKTEM –ZGŁOSZENIE ZMIANY</b> <b>DANYCH*</b> <i>Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw</i> (nr wykazu: UD477)		
<b>A. OZNACZENIE PODMIOTU ZAINTERESOWANEGO PRACAMI NAD PROJEKTEM</b>		
1. Nazwa/ <del>imię i nazwisko</del> ** <b>Suchań sp. z o.o.</b>		
2. Adres siedziby/ <del>adres miejsca zamieszkania</del> ** <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b>		
3. Adres do korespondencji i adres e-mail <b>ul. Stanisława Moniuszki 1A</b> <b>00-014 Warszawa</b> <a href="mailto:Rachel@sunflower-sit.com">Rachel@sunflower-sit.com</a>		
<b>B. WSKAZANIE OSÓB UPRAWNIONYCH DO REPREZENTOWANIA</b> <b>PODMIOTU WYMIENIONEGO W CZĘŚCI A</b> <b>W PRACACH NAD PROJEKTEM</b>		
Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1	<b>Rachel Segal</b>	
2	<b>Orly Kyram</b>	
<b>C. OPIS POSTULOWANEGO ROZWIĄZANIA PRAWNEGO, ZE</b> <b>WSKAZANIEM INTERESU BĘDĄCEGO</b> <b>PRZEDMIOTEM OCHRONY</b>		
<i>/wersja dwujęzyczna - bilingual version/</i>  <p>Suchań sp. z o.o. ("<b>Spółka</b>") jest spółką specjalnego przeznaczenia kontrolowaną przez Sunflower Sustainable Investments Ltd. (spółkę notowaną na giełdzie w Izraelu). Spółka posiada i eksploatuje lądową farmę wiatrową o mocy zainstalowanej 24 MW (12 turbin), znajdującą się w województwie zachodniopomorskim.</p> <p>Będąc aktywnym członkiem sektora energii odnawialnej w Polsce, korzystającym z systemu opartego na Zielonych Certyfikatach ("<b>ZC</b>") energii, Spółka jest wysoce zaniepokojona aktualną sytuacją na krajowym rynku ZC oraz potencjalnymi zmianami reżimu regulacyjnego, które mogłyby wynikać z proponowanych zmian.</p> <p>Spółka pragnie zauważyć, że projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii ("<b>OZE</b>"), ("<b>Projekt</b>") przygotowany przez Ministerstwo Energii, który jest obecnie</p>		

przedmiotem konsultacji społecznych, przewiduje istotne zmiany w systemie ZC, które są bardzo niekorzystne dla inwestorów i nie powinny być procedowane w takiej formie.

## **1. Uwagi ogólne**

Po pierwsze, należy zauważyć, że Projekt nie przewiduje żadnych mechanizmów, które rozwiązałyby kwestię nadpodaży ZC na rynku.

Pomimo licznych apeli ze strony przedstawicieli sektora OZE w Polsce, rząd polski nie podjął żadnych kroków w celu zmniejszenia nadpodaży ZC lub złagodzenia konsekwencji tego zjawiska. Ponadto autorzy Projektu nie uznali nadpodaży ZC za kwestię nagłą i nie wprowadzili w Projekcie żadnych mechanizmów w odniesieniu do tego problemu.

Obawa ta wymaga pilnych zmian w drugiej wersji Projektu lub podczas dalszych prac nad Projektem, kontynuowanych w niedalekiej przyszłości, w celu przywrócenia stabilności rynku.

Po drugie, Spółka jest zaniepokojona kierunkiem i potencjalnym celem proponowanych zmian dotyczących wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, co zostało omówione szerzej poniżej.

## **2. Niedopuszczalne zmiany wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej**

Spółce trudno jest zrozumieć, że Ministerstwo Energii będące autorem Projektu ma na celu obniżenie cen ZC oraz wprowadzenie górnego limitu przychodów inwestorów OZE działających w systemie ZC. Spółka podkreśla, że sektor ZC napotkał liczne przeszkody wynikające z kontrowersyjnych zmian regulacyjnych mających wpływ na instalacje OZE funkcjonujące w ramach systemu ZC (m.in. nieoczekiwane zmiany sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej lub gwałtowne zmiany dotyczące podatku od nieruchomości w odniesieniu do lądowych farm wiatrowych). Wspomniane zmiany miały wpływ przede wszystkim na małych i średnich operatorów OZE, którzy stoją w obliczu poważnych problemów związanych z rentownością. W związku z tym przedstawiciele branży mieli nadzieję na wzrost cen ZC, który poprawiłby ich trudną sytuację finansową. Zamiast tego Projekt proponuje nowe cięcia w spodziewanych dochodach operatorów OZE.

### *Proponowany wzór obliczania jednostkowej opłaty zastępczej*

Zgodnie z art. 1 pkt 4 Projektu jednostkowa opłata zastępcza ma być obliczana jako różnica pomiędzy: (i) 85% średniej z cen referencyjnych dla wszystkich technologii obowiązujących w 2018 r., ważonej mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. i (ii) średnią roczną ceny energii elektrycznej w poprzednim roku, ogłoszoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nie można zaakceptować takiego wzoru, w którym poziom opłaty zastępczej jest odwrotnie proporcjonalny do ogólnych cen elektryczności na rynku hurtowym.

### *Górny limit cen ZC*

Proponowany nowy wzór obliczania opłaty zastępczej będzie prawdopodobnie mieć niekorzystny wpływ na ceny ZC w przyszłości. W szczególności, powiązanie cen energii elektrycznej z opłatą zastępczą może doprowadzić do znacznego spadku cen ZC na polskim rynku.

Spółka wskazuje, że założenia przyjęte dla celów Projektu (tj. uniknięcie sytuacji prowadzącej do rzekomego „nadmiernego wsparcia” dla inwestorów OZE) są oparte na niewłaściwych analizach i w związku z tym są od podstaw nieprawidłowe. Spółka jest zdania, że rzeczywiste skutki proponowanych zmian zgodnie z aktualną wersją Projektu mogą doprowadzić do dalszego spadku rentowności u inwestorów, a w konsekwencji do znacznego pogorszenia kondycji finansowej tych inwestorów, która została już podważona wskutek wprowadzonych w ostatnich latach zmian przepisów.

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że nie można uznać za zasadne wprowadzenia górnego limitu maksymalnych przychodów możliwych do uzyskania z produkcji energii elektrycznej w instalacjach OZE korzystających z systemu ZC, biorąc pod uwagę aktualną kondycję finansową inwestorów OZE w systemie ZC. W każdym razie jednak, w przypadku wprowadzenia takiego górnego limitu, należy wziąć pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez inwestorów oraz ich rozsądne i słuszne oczekiwania dotyczące zwrotu z dokonanych inwestycji. W szczególności podkreślić należy, że przychody operatorów OZE nie powinny podlegać górnemu limitowi na podstawie cen referencyjnych dla wszystkich technologii w sektorze OZE z 2018 r., ważonych mocą zainstalowaną tych technologii na dzień 30 czerwca 2016 r. (tj, 367,15 zł/MWh). Wynika to przede wszystkim z faktu, że projekty OZE działające w ramach programu ZC powstały dużo wcześniej, z uwzględnieniem innych (odpowiednio wyższych) kosztów. W szczególności Spółka wskazuje, że 85% tej wartości (stanowiącej maksymalny przychód) będzie wynosić 312 zł/MWh, co nie odzwierciedla rzeczywistych kosztów poniesionych przez operatora OZE podczas realizacji projektu, przy uwzględnieniu strat poniesionych przez farmy wiatrowe w ostatnich latach. Spółka wskazuje, że wartość ta powinna być oszacowana na poziomie co najmniej 400 zł/MWh.

Biorąc pod uwagę wzór zaproponowany w Projekcie, średnią cen referencyjnych dla wszystkich technologii w 2018 r. oraz szacunkową średnią roczną cenę energii elektrycznej w 2018 r., opłata zastępcza zostanie obliczona na poziomie ok. 117 zł/MWh w roku bieżącym. Przy założeniu, że ceny ZC osiągną poziom jednostkowej opłaty zastępczej (117 zł/MWh – mając jednocześnie na uwadze, że jest to tylko cena maksymalna), jest to ciągle poziom znacznie poniżej racjonalnych oczekiwań inwestorów.

Należy podkreślić, że wprowadzenie do Projektu mechanizmu sztucznie zaniżającego ceny ZC nie może być procedowane. W celu przywrócenia stabilności rynku ZC, Spółka proponuje ponowne wprowadzenie stałej wartości jednostkowej opłaty zastępczej, tak jak to przewidywały wprost przepisy ustawy o OZE przed wejściem w życie zmian z lipca 2017 r. Jeżeli jednak Ministerstwo Energii zamierza zachować proponowane zmiany w ich aktualnym brzmieniu (z jednostkową opłatą zastępczą obliczaną jako wartość zmienna),

Spółka pragnie podkreślić znaczenie wprowadzenia następujących dwóch zmian: (i) dolnego limitu jednostkowej opłaty zastępczej (punkt odniesienia powinien ulec zmianie, tak aby górny limit był ustalony na znacznie wyższym poziomie, zakładając łączne przychody inwestorów na oczekiwanym poziomie co najmniej 400 – 450 zł/MWh) oraz (ii) indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie ze średnim rocznym indeksem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI).

#### *Dolny limit jednostkowej opłaty zastępczej*

Jak wspomniano wyżej, Spółka stoi na stanowisku, że potencjalne zmiany dotyczące jednostkowej opłaty zastępczej, tj. wprowadzenie w Projekcie zmiennej wartości opłaty zastępczej, powinny być dopuszczalne jedynie w przypadku jednoczesnego wprowadzenia do ustawy o OZE minimalnej wartości (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej. Taki przepis zapewni utrzymanie wymaganej równowagi na rynku ZC oraz stabilności branży.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że wprowadzenie do Projektu dolnego limitu opłaty zastępczej powinno doprowadzić do zmniejszenia szacunkowego niekorzystnego wpływu na przychody uzyskiwane z instalacji OZE w ramach systemu ZC.

W opinii Spółki racjonalnym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie do Projektu jednostkowej opłaty zastępczej przewidującej minimalną cenę ZC na poziomie PLN 300.

#### *Indeksacja podstawy obliczania opłaty zastępczej*

Ponadto Spółka pragnie zauważyć, że podstawa obliczania opłaty zastępczej (ceny referencyjne dla wszystkich technologii OZE) zgodnie ze wzorem zawartym bezpośrednio w treści Projektu powinna również podlegać corocznej indeksacji zgodnie z indeksem CPI z poprzedniego roku kalendarzowego. Zdaniem Spółki taka indeksacja powinna stanowić niezbędne narzędzie mające na celu zapobieganie stopniowemu spadkowi cen ZC na rynku OZE.

W szczególności Spółka wskazuje, że indeksacja umożliwi odzwierciedlenie wpływu inflacji na szacunkowe dochody inwestorów OZE. W konsekwencji, rezygnacja z indeksacji zgodnie z propozycją zawartą w Projekcie dodatkowo wpłynie na pogłębienie kwestii cen ZC, które już są niskie w chwili obecnej, co ostatecznie doprowadzi do znacznego spadku przychodów inwestorów OZE prowadzących działalność w ramach systemu Świadectw.

Spółka pragnie również zaznaczyć, że przywrócenie indeksacji nie doprowadzi do nadmiernego wsparcia dla inwestorów OZE, głównie z uwagi na wahania zarówno obowiązujących na rynku cen energii elektrycznej, jak i cen Świadectw.

### **3. Ostateczne propozycje - wniosek**

Wobec powyższego, proponujemy przywrócenie w Projekcie wzoru obliczania jednostkowej opłaty zastępczej, który obowiązywał przed wejściem w życie zmian do ustawy o OZE z lipca 2017 r.

W szczególności Spółka proponuje wprowadzenie następujących zmian do art. 1 pkt 4 ustawy:

- (i) rezygnacja z powiązania jednostkowej opłaty zastępczej z cenami energii elektrycznej i cenami referencyjnymi obowiązującymi w 2018 r.; zdaniem Spółki, racjonalnym rozwiązaniem byłoby przywrócenie jednostkowej opłaty zastępczej jako wartości stałej na poziomie ok. 300 zł/MWh w celu utrzymania stabilnego punktu odniesienia dla operatorów OZE;

Jeżeli jednak Ministerstwo Energii wprowadzi jednostkową opłatę zastępczą jako wartość zmienną uzależnioną od czynników rynkowych, Spółka pragnie podkreślić, że niezbędne byłoby wówczas uzupełnienie Projektu o następujące punkty:

- (i) wprowadzenie górnego limitu dla jednostkowej opłaty zastępczej na istotnie wyższym poziomie;
- (ii) wprowadzenie wartości minimalnej (dolnego limitu) jednostkowej opłaty zastępczej oraz
- (iii) przywrócenie indeksacji jednostkowej opłaty zastępczej zgodnie z indeksem CPI.

Powyższe propozycje niewątpliwie wpłyną pozytywnie na inwestycje OZE działające w ramach systemu ZC i umożliwią inwestorom OZE wzmocnienie ich kondycji finansowej, która uległa naruszeniu w ostatnich latach.

Na koniec, Spółka wzywa do poruszenia bezpośrednio w Projekcie kwestii nadpodaży Świadectw na polskim rynku oraz wprowadzenia środków i mechanizmów w celu skutecznego zmniejszenia tego zjawiska.

-----

Suchań sp. z o.o. (the "**Company**") is a special-purpose company controlled by Sunflower Sustainable Investments Ltd. (a company listed on the Israeli Stock Exchange). The Company owns and operates an onshore wind farm located in the zachodniopomorskie voivodship in Poland, with the installed capacity of 24 MW (12 turbines).

The Company, as an active member of the Polish renewables sector, benefitting from the support scheme based on the Green Certificates (the "**GCs**"), is highly concerned by the current situation on the domestic GCs' market and by the potential changes to the regulatory regime which could result from the proposed amendments.

The Company wishes to point out that the draft amendment to the Act on Renewable Energy Sources (the "**RES**"), (the "**Draft**"), prepared by the Ministry of Energy and currently the subject of public consultation, provides for certain amendments to the GC scheme which are highly unfavourable to the investors and should not be proceeded in such a form.

## **1. General comments**

Firstly, it needs to be noted that the Draft does not provide for any mechanism that would address the issue of oversupply of the GCs on the market.

Despite numerous calls from the representatives of the Polish RES sector, the Polish government has not taken any steps to reduce the oversupply of the GCs or to mitigate its consequences. Further, the authors of the Draft have also failed to recognize the oversupply of the GCs as a pressing issue and have not implemented any mechanisms in the Draft with respect to this matter.

This concern must be urgently addressed in the second version of the Draft or during further works on the Draft in the near future, in order to reinstate the stability of the market.

Secondly, the Company is concerned by the direction and the potential aim of the proposed changes with respect to the formula to calculate the unit substitute fee, which is elaborated on further below.

## **2. Unacceptable changes to the unit substitute fee formula**

The Company finds it difficult to comprehend that the Ministry of Energy, as the author of the Draft, aims to reduce the GCs' prices and to introduce a cap on revenues of the RES investors active within the GC scheme. The Company emphasizes that the GC sector has been facing numerous obstacles resulting from the controversial regulatory amendments affecting the RES installations operating within the GC scheme (among others, unexpected changes of the formula to calculate the unit substitute fee or rapid amendments concerning real estate tax with respect to onshore wind installations). The said changes have affected, above all, small and medium-sized RES operators that are facing significant problems with profitability. Thus, the industry was hoping to see the GCs' prices grow to improve their poor financial condition. Instead, the Draft proposes new cuts in the expected incomes of the RES operators.

### *Proposed formula to calculate the unit substitute fee*

According to Article 1 point 4 of the Draft, the unit substitute fee is to be calculated as the difference between: (i) 85% of the average of the reference prices for all technologies in force in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016; and (ii) the average annual electricity price in the previous year, announced by the President of the Energy Regulatory Office. Such formula, where the level of the substitution fee is in inverse proportion to the general prices of electricity on the wholesale market, cannot be accepted.

### *Cap on the GCs' prices*

The proposed new formula to calculate the substitution fee will likely have a negative impact on the GCs' prices in the future. In particular, linking electricity prices to the substitution fee may result in a significant decrease in the GCs' prices on the Polish market.

The Company points out that the assumptions for the Draft (i.e. avoiding situations leading to the alleged "excessive support" given to RES investors) are based on incorrect assessments



and therefore are wrong from the outset. The Company claims that the actual effects of the proposed amendments under the current version of the Draft could result in further losses of profitability for investors and eventually lead to a significant decrease in such investors' financial standings, which have already been undermined due to the regulatory changes introduced in the last years.

Additionally, the Company notes that it cannot be deemed reasonable to introduce a cap on maximum revenue that could be achieved from generating electricity from RES installations benefiting from the GC scheme, taking into account the current financial conditions of the RES investors within the GC system. In any case however, if any cap were to be introduced, it should take into consideration the actual costs incurred by investors and their legitimate expectations as regards returns on the investments made. In particular, it should be stressed that revenues of the RES operators should not be capped on the basis of the reference prices for all technologies within the RES sector in 2018, weighted by the installed capacity of these technologies as at 30 June 2016 (which is PLN 367.15 per MWh). This is mainly due to the fact that the RES projects operating under the GC regime were developed much earlier, based on other (respectively higher) costs. In particular, the Company indicates that 85% of this value (which constitutes maximum revenue) will be approx. PLN 312 per MWh, which does not reflect the actual costs incurred by the RES operator during the development process, especially taking under consideration the difficult years that the wind farms have suffered. The Company specifies that such value should be estimated at the level of at least PLN 400 per MWh.

Taking into account the formula proposed directly in the Draft, the average of the reference prices for all technologies in 2018 and the estimated average annual price for electricity in 2018, the substitution fee will be calculated at the level of approx. PLN 117 per MWh in the current year. If we assume that the GCs' prices reach the level of the unit substitute fee (PLN 117 per MWh, also taking into account that it is only the maximum price), such level is still significantly below the investors' reasonable expectations.

It needs to be stressed that the introduction of a mechanism into the Draft which artificially undercuts the GCs' prices cannot be proceeded with. To reinstate the stability of the GCs' market, the Company proposes that the unit substitute fee should be restored as a fixed value, as provided for directly in the Act on RES before the amendment to the Act from July 2017 came into force. If, however, the Ministry of Energy aims at maintaining the planned amendments in their current form (the unit substitute fee calculated as a variable value), the Company underlines the importance of the introduction of the following two amendments: (i) a floor for the unit substitute fee (the reference point should be amended so the cap is at a significantly higher level, assuming total revenues of the investors at the expected level of at least PLN 400 – 450 per MWh); and (ii) the indexation of the basis to calculate the unit substitute fee with the average annual price index of consumer goods and services (CPI).

*Floor for the unit substitute fee*

As stated above, the Company takes the view that any potential amendments concerning the unit substitute fee, i.e. implementation of a variable value of the unit substitute fee directly in the Draft, should be permissible only if the Act on RES also introduces a minimum fee value (a floor) of the unit substitute fee. Such regulation would ensure the required balance of the GCs' market and maintain the stability of the industry.

The Company also wishes to point out that a floor for the substitution fee should be introduced in the Draft to mitigate the estimated adverse impact on the revenue achievable from RES installations in the GCs' system.

According to the Company, it would be reasonable to introduce a unit substitute fee in the Draft, setting the minimum price of the GCs at the level of PLN 300.

#### *Indexation of the basis to calculate the unit substitute fee*

Furthermore, the Company notes that the basis to calculate the unit substitute fee (the reference prices for all RES technologies) in accordance with the formula provided for directly in the Draft should also be annually indexed with the CPI from the previous calendar year. According to the Company, such indexation should be a mandatory tool to prevent a gradual decrease in the GCs' prices on the RES market.

In particular, the Company states that the indexation will reflect the impact of inflation on the estimated income of the RES investors. Consequently, withdrawal from the indexation proposed under the Draft will additionally aggravate the issue of the already low prices of the GCs, which will eventually result in a significant decrease in the revenues of the RES investors operating within the GC system.

The Company also wishes to indicate that reinstating the indexation will not result in excessive support for the RES investors, mainly because of the fluctuations of both the electricity prices applicable on the market and the GCs' prices.

### **3. Final proposals - conclusion**

Taking the above into account, it is proposed that the formula of the substitution fee unit which was in force prior to the amendment to the Act on RES that came into force in July 2017 should be reinstated in the Draft.

In particular, the Company proposes the following amendments to Article 1 point 4 of the Draft:

- (ii) to withdraw from linking the unit substitute fee to the electricity prices and the reference prices applicable in 2018; according to the Company, it would be reasonable to reinstate the unit substitute fee as a fixed value of approx. PLN 300 per MWh to maintain a stable reference point for the RES operators;

However, if the Ministry of Energy proceeds with introducing the unit substitute fee as a variable value dependent on the market factors, the Company emphasizes that it would be indispensable to add the following points to the Draft:

- (iv) to introduce a cap for the unit substitute fee at a significantly higher level;
- (v) to introduce a minimum value (a floor) for the unit substitute fee; and
- (vi) to reinstate the indexation of the unit substitute fee with the CPI.

The above proposals will certainly have a positive impact on the RES investments operating under the GC regime and will enable RES investors to restore their financial standing, which was undermined in the last years.

Finally, the Company calls for the issue of oversupply of the GCs on the Polish market to be addressed directly in the Draft and for measures and mechanisms to be implemented to effectively reduce this phenomenon.

<b>D. ZAŁĄCZONE DOKUMENTY</b>		
1	Odpis KRS dla Suchań sp. z o.o.	
<b>E.</b>	<del>Niniejsze zgłoszenie dotyczy uzupełnienia braków formalnych/zmiany danych**</del> <b>zgłoszenia dokonanego dnia .....</b>	
	(podać datę z części F poprzedniego zgłoszenia)	
<b>F. OSOBA SKŁADAJĄCA ZGŁOSZENIE</b>		
Imię i nazwisko	Data	Podpis
<b>Orly Kyram</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/</i> <i>/handwritten signature/</i>
<b>Rachel Segal</b>	<b>7 marca/March 2019</b>	<i>/odręczny podpis/</i> <i>/handwritten signature/</i>
<b>G.</b>	<b>KLAUZULA ODPOWIEDZIALNOŚCI KARNEJ ZA SKŁADANIE FAŁSZYWYCH ZEZNAŃ</b> <b>Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia</b> <i>/odręczny podpis/</i> <i>/handwritten signature/</i> (podpis)	

*/odręczny podpis/*

*/handwritten signature/*

(podpis)

\* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, treść: "– Zgłoszenie zmiany danych" skreśla się.

\*\* Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.

2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.

3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.

4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.



Warszawa, 4 lipca 2019 r.

Minister  
Spraw Zagranicznych  
DPUE.920.236.2019/22/mrz  
dot.: RM-10-92-19 z 4.07.2019 r.



KPRM



Pan Jacek Sasin  
Wiceprezes Rady Ministrów  
Sekretarz Rady Ministrów

### Opinia


o zgodności z prawem Unii Europejskiej *projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej

Szanowny Panie Premierze,

w związku z przedłożonym projektem ustawy pozwalam sobie wyrazić poniższą opinię.

**Projekt ustawy nie jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej.**

*Z poważaniem*

  
z up. Ministra Spraw Zagranicznych  
*Piotr Wawrzyk*  
Podsekretarz Stanu

Do wiadomości:

Pan Krzysztof Tchórzewski  
Minister Energii

KANCELARIA PREZESA RADY MINISTRÓW  
SEKRETARZ RADY MINISTRÓW



*Tomasz Szczepielniak*

Warszawa, 12 lipca 2019 r.

DKPL.WK.10.2.40.2019.EJ(23)

RM-10-92-19

UD477

**Pan Marek KUCHCIŃSKI**  
**Marszałek Sejmu**

*Szanowny Panie Marszałku,*

w ślad za przekazanym w dniu 9 lipca 2019 r. projektem ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw przesyłam projekty aktów wykonawczych do ww. projektu ustawy, przekazane przez Ministra Energii.

*Z poważaniem,*

Tomasz Szczepielniak

*/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/*

**ROZPORZĄDZENIE**  
**MINISTRA ENERGII<sup>1)</sup>**

z dnia

**w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych  
oraz rozliczeń prosumentów energii odnawialnej**

Na podstawie art. 4 ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60, 730 i ...) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowy zakres oraz sposób dokonywania rejestracji oraz bilansowania danych pomiarowych, o których mowa w art. 4 ust. 2a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”;
- 2) szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, o których mowa w art. 4 ust. 3 ustawy, z uwzględnieniem rodzaju taryfy stosowanej przez prosumenta energii odnawialnej;
- 3) szczegółowy zakres oraz sposób udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w art. 4 ust. 2a ustawy, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a prosumentami energii odnawialnej.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER ENERGII**

**W porozumieniu**  
**MINISTER PRZEDSIĘBIORCZOŚCI**  
**I TECHNOLOGII**

---

<sup>1)</sup> Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314).

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją zawartą w art. 4 ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, delegacji ustawowej, która nakłada obowiązek określenia:

1) szczegółowego zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji oraz bilansowania danych pomiarowych, o których mowa w art. 4 ust. 2a ustawy;

2) szczegółowego sposobu dokonywania rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, o których mowa w art. 4 ust. 3 ustawy, z uwzględnieniem rodzaju taryfy stosowanej przez prosumenta energii odnawialnej;

3) szczegółowego zakresu oraz sposobu udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w art. 4 ust. 2a ustawy, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a prosumentami energii odnawialnej.

Zgodnie z delegacją ustawową przy określeniu ww. elementów wzięto pod uwagę potrzebę ujednoczenia sposobu dokonywania rozliczeń prosumentów energii odnawialnej oraz ochronę ich interesów, a także bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.) i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz.U. z 2018 r. poz. 362, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania go do konsultacji publicznych będzie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.) oraz zgodnie z przepisami ustawy



z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Ustalenie takiego terminu jest zgodne z zaleceniami wynikającymi z § 1 uchwały nr 20 Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednoczenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych (M.P. poz. 205) – stanowi dopuszczalny przez tę uchwałę wyjątek.

<p>Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń prosumentów energii odnawialnej</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Tadeusz Skobel, Posekretarz Stanu</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Mariusz Radziszewski (Mariusz.Radziszewski@me.gov.pl)</p>	<p>Data sporządzenia 2019-07-01</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe: art. 4 ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.). Nr w wykazie prac Ministra Energii Nr</p>
--	---

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W trakcie obecnie obserwowanego dynamicznego rozwoju mikroinstalacji prosumenckich w ramach tzw. systemu opustowego dostrzeżono, iż sposób gromadzenia danych oraz rozliczania prosumentów nie jest jednolity, co może prowadzić do różnic w tym obszarze. Mając na uwadze konieczność spójności w tym obszarze nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadziła delegację ustawową do wydania rozporządzenia, którego celem jest wprowadzenie przedmiotowej jednolitości.

### 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie na poziomie rozporządzenia szczegółowego zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji oraz bilansowania danych pomiarowych, o których mowa w art. 4 ust. 2a ustawy, szczegółowego sposobu dokonywania rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, o których mowa w art. 4 ust. 3 ustawy, z uwzględnieniem rodzaju taryfy stosowanej przez prosumenta energii odnawialnej oraz szczegółowego zakresu oraz sposobu udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w art. 4 ust. 2a, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a prosumentami energii odnawialnej powinno przyczynić się do właściwego ujednoczenia rozliczania prosumentów na terenie całego kraju.

### 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy.

### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prosumenci	Trudna do oszacowania.	Szacunki własne.	Istotne.

Przedsiębiorstwa energetyczne	Powyżej 100 000.											
<b>5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji</b>												
Projekt rozporządzenia nie podlegał wcześniejszym konsultacjom społecznym. Proponuje się zebranie uwag partnerów społecznych równoległe z konsultacjami międzyresortowymi. Projekt skonsultowany będzie z partnerami branżowymi, na których wpływ będzie miała przedmiotowa regulacja.												
<b>6. Wpływ na sektor finansów publicznych</b>												
(ceny stałe z ..... r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Źródła finansowania	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.											

do obliczeń założeń								
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe								
Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ..... r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu								
<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy								

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwroconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz: Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
<b>9. Wpływ na rynek pracy</b>		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
<b>10. Wpływ na pozostałe obszary</b>		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Nie dotyczy.	
<b>11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego</b>		
W chwili wejścia w życie proponowanych przepisów.		
<b>12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?</b>		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
<b>13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)</b>		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		

**ROZPORZĄDZENIE**  
**MINISTRA ENERGII<sup>1)</sup>**

z dnia

**w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych  
oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych**

Na podstawie art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60, 730 i ...) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowy zakres oraz sposób dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”;
- 2) szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków;
- 3) szczegółowy zakres oraz sposób udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a spółdzielnią energetyczną;
- 4) szczegółowy podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER ENERGII**

**W porozumieniu**

**MINISTER ROLNICTWA I ROZWOJU**

**WSI**

---

<sup>1)</sup> Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314).

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją zawartej w art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, delegacji ustawowej, która nakłada obowiązek określenia:

1) szczegółowego zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”;

2) szczegółowego sposobu dokonywania rozliczeń, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków;

3) szczegółowego zakresu oraz sposobu udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a spółdzielnią energetyczną;

4) szczegółowego podmiotowego zakresu spółdzielni energetycznej.

Zgodnie z delegacją ustawową przy określeniu ww. elementów wzięto pod uwagę potrzebę ujednoczenia sposobu dokonywania rozliczeń oraz ochronę interesów spółdzielni energetycznych, a także bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.) i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz.U. z 2018 r. poz. 362, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania go do konsultacji publicznych będzie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie

z § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.) oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Ustalenie takiego terminu jest zgodne z zaleceniami wynikającymi z § 1 uchwały nr 20 Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednoczenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych (M.P. poz. 205) – stanowi dopuszczalny przez tę uchwałę wyjątek.



<p>Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Tadeusz Skobel, Posekretarz Stanu</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Mariusz Radziszewski (Mariusz.Radziszewski@me.gov.pl)</p>	<p>Data sporządzenia 2019-07-01</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe: art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.). Nr w wykazie prac Ministra Energii Nr</p>
---	---

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W związku z potrzebą rozwoju spółdzielni energetycznych i koniecznością zapewnienia odpowiednich regulacji prawnych dla ich rozwoju, oraz na podstawie obserwacji rozwoju i funkcjonowania mikroinstalacji prosumenckich w ramach tzw. systemu opustowego, dostrzeżono niezbędność jednolitego sposobu gromadzenia danych oraz rozliczania. Mając na uwadze konieczność spójności w tym obszarze nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadziła delegację ustawową do wydania rozporządzenia, którego celem jest wprowadzenie przedmiotowej jednolitości.

### 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie na poziomie rozporządzenia szczegółowego zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, szczegółowego sposobu dokonywania rozliczeń, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków, szczegółowego zakresu oraz sposobu udostępnienia danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a spółdzielniami energetycznymi powinno przyczynić się do właściwego ujednoczenia rozliczania spółdzielni energetycznych na terenie całego kraju.

### 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy.

### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
-------	----------	---------------	---------------

Spółdzielnie energetyczne	Trudna do oszacowania. Powyżej 100.	Szacunki własne.	Istotne.
Przedsiębiorstwa energetyczne			

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia nie podlegał wcześniejszym konsultacjom społecznym. Proponuje się zebranie uwag partnerów społecznych równoległe z konsultacjami międzyresortowymi. Projekt skonsultowany będzie z partnerami branżowymi, na których wpływ będzie miała przedmiotowa regulacja.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z ..... r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Źródła finansowania	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.											

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe								
Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ..... r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu								

<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwrotnej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz: Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
<b>9. Wpływ na rynek pracy</b>		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
<b>10. Wpływ na pozostałe obszary</b>		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Nie dotyczy.	
<b>11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego</b>		
W chwili wejścia w życie proponowanych przepisów.		
<b>12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?</b>		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
<b>13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)</b>		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		

**ROZPORZĄDZENIE**  
**MINISTRA ENERGII<sup>1)</sup>**

z dnia

**w sprawie wymagań technicznych oraz warunków przyłączenia mikroinstalacji do sieci**

Na podstawie art. 9 ust. 4a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, 730 i ...) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowe wymagania techniczne w zakresie przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz warunki jej współpracy z systemem elektroenergetycznym;
- 2) szczegółowe warunki przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz tryb:
  - a) wydawania warunków przyłączenia dla tej instalacji,
  - b) dokonywania zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>4</sup>.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER ENERGII**

**W porozumieniu:**

**MINISTER PRZEDSIĘBIORCZOŚCI  
I TECHNOLOGII**

---

<sup>1)</sup> Minister Energii kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314).

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją zawartej w art. 9 ust. 4a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, 730 i ...), zwanej dalej „ustawą”, delegacji ustawowej, która nakłada obowiązek określenia:

1) szczegółowych wymagań technicznych w zakresie przyłączania mikroinstalacji do sieci oraz warunki jej współpracy z systemem elektroenergetycznym;

2) szczegółowych warunków przyłączania mikroinstalacji do sieci, tryb wydawania warunków przyłączania dla tej instalacji oraz dokonywania zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>4</sup> ustawy.

Zgodnie z delegacją ustawową przy określeniu ww. elementów wzięto pod uwagę potrzebę zwiększenia udziału energii elektrycznej z mikroinstalacji prosumentów energii odnawialnej w bilansie energetycznym państwa, bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, oraz wymagania w zakresie budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.) i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz.U. z 2018 r. poz. 362, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania go do konsultacji publicznych będzie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie

z § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.) oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Ustalenie takiego terminu jest zgodne z zaleceniami wynikającymi z § 1 uchwały nr 20 Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednoczenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych (M.P. poz. 205) – stanowi dopuszczalny przez tę uchwałę wyjątek.

<p>Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie wymagań technicznych oraz warunków przyłączania mikroinstalacji do sieci</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Tadeusz Skobel, Posekretarz Stanu</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Mariusz Radziszewski (Mariusz.Radziszewski@me.gov.pl)</p>	<p>Data sporządzenia 2019-07-01</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe: art. 9 ust. 4a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, 730 i ...)</p> <p>Nr w wykazie prac Ministra Energii Nr</p>
---	---

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W trakcie obecnie obserwowanego dynamicznego rozwoju mikroinstalacji prosumenckich dostrzeżono konieczność doprecyzowania zasad przyłączania do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji, jak również wprowadzenia zamkniętego katalogu elementów wchodzących w skład zgłoszenia, co ustandaryzuje praktyki stosowane w tym zakresie przez poszczególnych operatorów systemu dystrybucyjnego.

### 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie na poziomie rozporządzenia szczegółowych wymagań technicznych w zakresie przyłączania mikroinstalacji do sieci, warunków jej współpracy z systemem elektroenergetycznym, jak również szczegółowych warunków przyłączania mikroinstalacji do sieci, trybu wydawania warunków przyłączania dla tej instalacji oraz dokonywania zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>4</sup> ustawy powinno przyczynić się do poprawy rozwoju i funkcjonowania mikroinstalacji na terenie całego kraju.

### 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy.

### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prosumenci	Trudna do oszacowania. Powyżej 100 000.	Szacunki własne.	Istotne.



Przedsiębiorstwa energetyczne												
<b>5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji</b>												
Projekt rozporządzenia nie podlegał wcześniejszym konsultacjom społecznym. Proponuje się zebranie uwag partnerów społecznych równoległe z konsultacjami międzyresortowymi. Projekt skonsultowany będzie z partnerami branżowymi, na których wpływ będzie miała przedmiotowa regulacja.												
<b>6. Wpływ na sektor finansów publicznych</b>												
(ceny stałe z ..... r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Źródła finansowania	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.											
<b>7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz</b>												

na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe								
Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ..... r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.						
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu								
<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy								
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwrotnej tabeli zgodności).					<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy			

<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz: Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
9. Wpływ na rynek pracy		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Nie dotyczy.	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
W chwili wejścia w życie proponowanych przepisów.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		
Szczegółowy wpływ zostanie określony na etapie prac nad projektem.		