



SEJM  
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ  
VI kadencja  
Prezes Rady Ministrów  
RM 10-43-09

**Druk nr 2176**

Warszawa, 29 czerwca 2009 r.

Pan  
Bronisław Komorowski  
Marszałek Sejmu  
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku

Na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. przedstawiam Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

**- o zmianie ustawy - Prawo energetyczne  
oraz o zmianie innych ustaw wraz  
z projektami aktów wykonawczych.**

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

W załączeniu przedstawiam także opinię dotyczącą zgodności proponowanych regulacji z prawem Unii Europejskiej.

Jednocześnie informuję, że do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Gospodarki.

Z poważaniem

(-) Donald Tusk

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw <sup>1), 2)</sup>

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>3)</sup>) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3:

a) pkt 3a otrzymuje brzmienie:

„3a) paliwa gazowe – gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia;”

b) pkt 13a otrzymuje brzmienie:

„13a) odbiorca końcowy – odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek, z wyłączeniem odbiorcy dokonującego zakupu energii elektrycznej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji tej energii;”

c) po pkt 16 dodaje się pkt 16a – 16d w brzmieniu:

„16a) bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej – zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;

- 16b) bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej – nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci;
- 16c) równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię – zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze;
- 16d) zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;”;
- d) po pkt 20 dodaje się pkt 20a w brzmieniu:
- „20a) biogaz rolniczy – paliwo gazowe otrzymywane z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej;”;
- e) dodaje się pkt 43 w brzmieniu:

„43) jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy.”;

2) w art. 4 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych lub energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.”;

3) art. 4j otrzymuje brzmienie:

„Art. 4j. 1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, odpowiednio do zakresu działania, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3.

3. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia dodatkowych kosztów, składając do

przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie o wypowiedzeniu tej umowy.

4. Umowa, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza paliwa gazowe lub energię elektryczną odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym, ulega rozwiązaniu z ostatnim dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie tego odbiorcy dotarło do przedsiębiorstwa energetycznego. Odbiorca ten może wskazać późniejszy termin rozwiązania umowy.

5. Sprzedawca paliw gazowych dokonujący sprzedaży tych paliw odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej lub sprzedawca energii dokonujący jej sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany:

1) sporządzać oferty sprzedaży paliw gazowych lub energii określające warunki ich sprzedaży;

2) publikować na stronach internetowych oraz udostępniać do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacje o ofertach sprzedaży paliw gazowych lub energii.”;

4) w art. 5b ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, o której mowa w ust. 1, na zasadach i w trybie określonym w art. 4j ust. 3 i 4.”;

5) w art. 7:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy

o przyłączenie do sieci nie ma tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane.”,

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu:

„3a. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci składa wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”, w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

3b. Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać w szczególności oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, określenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, o których mowa w ust. 3, oraz informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia wymagań określonych w art. 7a.”,

c) po ust. 8 dodaje się ust. 8a – 8k w brzmieniu:

„8a. Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, zwaną dalej „zaliczką”, w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia, z zastrzeżeniem ust. 8b.

8b. Wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3 000 000 zł. W przypadku gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki a wysokością tej opłaty podlega zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki.

- 8c. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.
- 8d. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot, o którym mowa w ust. 8a, dołącza w szczególności wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.
- 8e. W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy.
- 8f. Koszty wykonania ekspertyzy, o której mowa w ust. 8e, uwzględnia się odpowiednio w nakładach, o których mowa w ust. 8 pkt 1 i 3.
- 8g. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:
- 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;

- 2) 150 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

8h. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich wydania.

8i. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne:

- 1) odmówi wydania warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia, jest obowiązane niezwłocznie zwrócić pobraną zaliczkę;

- 2) wyda warunki przyłączenia po terminie, o którym mowa w ust. 8g, jest obowiązane do wypłaty odsetek od wniesionej zaliczki liczonych za każdy dzień zwłoki w wydaniu tych warunków;

- 3) wyda warunki przyłączenia, które będą przedmiotem sporu między przedsiębiorstwem energetycznym a podmiotem ubiegającym się o ich wydanie i spór zostanie rozstrzygnięty na korzyść tego podmiotu, jest obowiązane zwrócić pobraną zaliczkę wraz z odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki do dnia jej zwrotu, o ile nie nastąpi przyłączenie.

8j. Stopę odsetek, o których mowa w ust. 8i, przyjmuje się w wysokości równej rentowności pięcioletnich obligacji skarbowych emitowanych na najbliższy dzień poprzedzający dzień 30 czerwca roku, w którym złożono wniosek o wydanie warunków przyłączenia,



według danych opublikowanych przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych oraz Główny Urząd Statystyczny.

8k. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:

1) podmiotów (ich siedziby lub miejsca zamieszkania) ubiegających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,

2) wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej dla stacji elektroenergetycznych lub ich grup, wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, a także planowanych zmian tych wielkości w okresie następnych 5 lat, od dnia publikacji tych danych

– z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz w miesiącu i zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie do publicznego wglądu.”,

d) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się

o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci;  
przepisu ust. 8 nie stosuje się.”;

6) w art. 9:

a) w ust. 4 dodaje się pkt 14 w brzmieniu:

„14) zakres i sposób udostępniania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacji o:

a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego oraz zarządzania siecią i bilansowania energii elektrycznej, planowanych i nieplanowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV,

b) ofertach bilansujących składanych przez te jednostki wytwórcze, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej oraz korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego.”,

b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Koszty wynikające ze stosowania dla źródeł wykorzystujących energię wiatru odmiennego bilansowania, o którym mowa w ust. 5, uwzględnia się w kosztach stanowiących podstawę do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;

7) w art. 9a:

a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem

i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9:

- 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, albo
- 2) uiścić opłatę zastępczą, obliczoną w sposób określony w ust. 2.

2. Opłatę zastępczą oblicza się według wzoru:

$$Oz = Ozj \times (Eo - Eu),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Oz – opłatę zastępczą wyrażoną w złotych,

Ozj – jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą 240 zł za 1 MWh,

Eo – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, w danym roku,

Eu – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia w danym roku, o którym mowa w art. 9e ust. 14.”,

b) ust. 5 i 6 otrzymują brzmienie:

„5. Wpływy z opłat zastępczych, o których mowa w ust. 1 pkt 2 oraz w ust. 8 pkt 2, stanowią przychody

Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Kwoty opłat zastępczych należy uiścić na wyodrębnione rachunki bankowe tego funduszu, do dnia 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy.

6. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy, oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało koncesję na jej wytwarzanie; zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b.”,

c) ust. 8a – 8c otrzymują brzmienie:

„8a. Opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, oblicza się według wzoru:

$$Ozs = Ozg \times Eog + Ozk \times Eok + Ozm \times Eom,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ozs – opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, wyrażoną w złotych,

Ozg – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 15 % i nie wyższą niż 110 % średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eog – ilość energii elektrycznej równą różnicy między ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku określonego w przepisach

wydanych na podstawie ust. 10, dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 9l ust. 1 pkt 1, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1, umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh,

Ozk – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 10 % i nie wyższą niż 40 % średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eok – ilość energii elektrycznej równą różnicy między ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 9l ust. 1 pkt 2, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2, umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh,

Ozm – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 30 % i nie wyższą niż 120 % średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eom – ilość energii elektrycznej równą różnicy między ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, dla jednostek

kogeneracji wymienionych w art. 9l ust. 1 pkt 1a, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a, umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh.

8b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustala jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm, o których mowa w ust. 8a, na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- 2) różnicę między kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych;
- 4) poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z 2007 r. Nr 36, poz. 217 i Nr 99, poz. 666 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11).

8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm, o których mowa w ust. 8a, do dnia 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.”,

d) po ust. 8e dodaje się ust. 8f w brzmieniu:

„8f. Do wypełnienia obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, nie zalicza się umorzonych świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii wykorzystującym w procesie przetwarzania energię pozyskiwaną z biogazu rolniczego, dla którego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem biogazu rolniczego wystąpiło lub wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w art. 9o ust. 3.”,

e) w ust. 10 pkt 5 otrzymuje brzmienie:

„5) wielkość i sposób obliczania udziałów ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 – 2;”,

f) dodaje się ust. 11 w brzmieniu:

„11. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9o ust. 7, w tym:

- 1) parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej,
- 2) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego,
- 3) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu rolniczego na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9o ust. 7,
- 4) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na potrzeby wypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1,
- 5) warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzania biogazu rolniczego – biorąc pod uwagę w szczególności potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego oraz dostępne technologie wytwarzania biogazu rolniczego.”;

8) w art. 9c:

a) w ust. 2:

– pkt 9 otrzymuje brzmienie:

„9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń wynikających z:



- a) niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu elektroenergetycznego,
  - b) zarządzania ograniczeniami systemowymi;”
- pkt 12 otrzymuje brzmienie:
- „12) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:
- a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego oraz zarządzania siecią i bilansowania energii elektrycznej, planowanych i nieplanowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV,
  - b) ofert bilansujących składanych przez te jednostki wytwórcze, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej oraz korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego;”
- dodaje się pkt 16 – 18 w brzmieniu:
- „16) opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym;
- 17) określanie potrzeb rozwoju sieci przesyłowej i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej;
- 18) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej elektroenergetycznej.”

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

„2a. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest obowiązany współpracować z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz technicznych rezerw zdolności dystrybucyjnych koordynowanej sieci 110 kV.”,

c) w ust. 3 w pkt 9a:

– lit. c otrzymuje brzmienie:

„c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom ich standardowych profili zużycia oraz uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g,”,

– lit. e otrzymuje brzmienie:

„e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w instrukcji, o której mowa w art. 9g,”,

– dodaje się lit. f w brzmieniu:

„f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

– aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

– informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,

- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;”

d) dodaje się pkt 14 w brzmieniu:

„14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.”

e) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.”

f) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru biogazu rolniczego o parametrach jakościowych określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 11, wytworzonego w instalacjach przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.”

g) po ust. 9 dodaje się ust. 9a i 9b w brzmieniu:

„9a. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, odpowiednio do zakresu działania, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do dnia 31 marca danego roku, informacje w zakresie objętym sprawozdaniem, o którym mowa w art. 15b. Sporządzając informacje dotyczące oceny połączeń międzysystemowych z sąsiednimi krajami, należy uwzględnić opinie operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych tych krajów.

9b. Użytkownicy systemu elektroenergetycznego, w szczególności operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy końcowi są obowiązani przekazywać operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, na jego wniosek, dane niezbędne do sporządzenia informacji, o których mowa w ust. 9a, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.”;

9) w art. 9d:

a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo”;

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1, nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub

energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

1b. Operatorzy, o których mowa w ust. 1, mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym lub systemie dystrybucyjnym, a także usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.”,

c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:

„4a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1, przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki programy, o których mowa w ust. 4, z własnej inicjatywy lub na jego żądanie.

4b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza program, o którym mowa w ust. 4, i określa termin jego wykonania albo odmawia jego zatwierdzenia, jeżeli określone w nim działania nie zapewniają niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. W decyzji o odmowie zatwierdzenia programu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznacza termin przedłożenia nowego programu. Wniesienie odwołania od decyzji nie wstrzymuje obowiązku przedłożenia nowego programu do zatwierdzenia.”,

d) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:

„8. Przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone operatorem systemu elektroenergetycznego jest obowiązane przekazywać Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje dotyczące zmiany zakresu wykonywanej działalności gospodarczej oraz jego powiązań

kapitałowych, w terminie miesiąca od dnia wprowadzenia tych zmian.”;

10) w art. 9e:

a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje świadectwa pochodzenia, o których mowa w ust. 1, oraz świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii spełniającej jednocześnie warunki wysokosprawnej kogeneracji.”,

b) w ust. 2 dodaje pkt 5 w brzmieniu:

„5) kwalifikację odnawialnego źródła energii do źródła, o którym mowa w art. 9a ust. 8f.”,

c) w ust. 4 dodaje się pkt 5 w brzmieniu:

„5) dane o ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.”;

11) w art. 9g:

a) w ust. 4:

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji;”,

– dodaje się pkt 7 – 9 w brzmieniu:

„7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania;

- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
- 9) niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych.”,

b) w ust. 6 dodaje się pkt 6 w brzmieniu:

„6) sposób przekazywania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.”,

c) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. Warunki w zakresie bilansowania systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 6 pkt 1, powinny umożliwiać dokonywanie zmian grafiku handlowego w dniu jego realizacji oraz bilansowanie tego systemu także przez zmniejszenie poboru energii elektrycznej przez odbiorców niespowodowane wprowadzonymi ograniczeniami, o których mowa w art. 11 ust. 1.”,

d) ust. 7 – 9 otrzymują brzmienie:

„7. Operator systemu przesyłowego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

8. Operator systemu dystrybucyjnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji,

instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt właściwego operatora systemu, zatwierdzoną instrukcję.”,

e) dodaje się ust. 11 i 12 w brzmieniu:

„11. Operator systemu połączonego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Przepisy ust. 2 – 10 stosuje się odpowiednio.

12. Użytkownicy systemu, w tym odbiorycy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w instrukcji zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i ogłoszonej w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.”;

12) art. 9h otrzymuje brzmienie:

„Art. 9h. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na



czas określony, operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego oraz określa obszar, sieci lub instalacje, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.
3. Operatorem systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego może być:
  - 1) właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci lub instalacji;
  - 2) przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, z którym właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego zawarł umowę powierzającą temu

przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci lub instalacji będących jego własnością.

4. Powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego może dotyczyć wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji:

- 1) energii elektrycznej, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, jest nie większa niż sto tysięcy, albo
- 2) gazu ziemnego, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci gazowej jest nie większa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych nie przekracza 100 mln m<sup>3</sup> w ciągu roku.

5. Umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 2, powinna w szczególności określać:

- 1) obszar, na którym operator systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, lub systemu magazynowania paliw gazowych, lub systemu skraplania gazu ziemnego, lub systemu połączonego będzie wykonywał działalność gospodarczą;
- 2) zasady realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9c, z wyszczególnieniem obowiązków powierzonych do wykonywania bezpośrednio operatorowi systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, lub systemu magazynowania paliw gazowych, lub systemu skraplania gazu ziemnego, lub systemu połączonego.

6. Właściciel, o którym mowa w ust. 1, występuje z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie odpowiednio operatora systemu przesyłowego, dystrybucyjnego gazowego albo elektroenergetycznego, systemu magazynowania paliw gazowych lub systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 30 dni od dnia:
  - 1) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji, albo
  - 2) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością.
7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę jego efektywność ekonomiczną, skuteczność zarządzania systemami gazowymi lub systemami elektroenergetycznymi, bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1 i 2, a także okres obowiązywania jego koncesji.
8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wyznaczenia operatorem systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego przedsiębiorstwa energetycznego określonego we wniosku, o którym mowa w ust. 1, jeżeli

przedsiębiorstwo to nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi lub technicznymi lub nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem, lub nie spełnia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1 i 2, z zastrzeżeniem art. 9d ust. 7, lub gdy nie został spełniony warunek, o którym mowa w art. 9k.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki z urzędu wyznacza, w drodze decyzji, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej, magazynowanie paliw gazowych lub skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego, operatorem odpowiednio systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, lub systemu magazynowania, lub systemu skraplania gazu ziemnego, w przypadku gdy:

1) właściciel, o którym mowa w ust. 1, nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu gazowego lub operatora systemu elektroenergetycznego, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z jego sieci lub instalacji;

2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmówił wyznaczenia operatora, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z sieci lub instalacji określonej we wniosku, o którym mowa w ust. 1.

10. Wydając decyzję, o której mowa w ust. 9, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa obszar, instalacje lub sieci, na których operator będzie wykonywał działalność gospodarczą, warunki

realizacji kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1 – 2, niezbędne do realizacji zadań operatorów systemów, o których mowa w art. 9c.”;

13) w art. 9i:

a) w ust. 3 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) nazwę i siedzibę operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego oraz obszar, dla którego będzie wyłoniony sprzedawca z urzędu;”;

b) ust. 10 otrzymuje brzmienie:

„10. W przypadku niewyłonienia, w drodze przetargu, sprzedawcy z urzędu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na okres 12 miesięcy, wyznacza z urzędu, w drodze decyzji, tego sprzedawcę, biorąc pod uwagę możliwość wypełnienia przez niego obowiązków określonych w ustawie, oraz określa obszar wykonywania przez niego działalności gospodarczej.”;

14) art. 9j otrzymuje brzmienie:

„Art. 9j. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach przyłączonych do sieci, uwzględniając możliwości techniczne, jeżeli jest to konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a w szczególności zapewnienia jakości dostarczanej energii, ciągłości i niezawodności jej dostarczania lub uniknięcia zagrożenia bezpieczeństwa osób lub strat materialnych, jest obowiązane do:

1) wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości do jej wytwarzania;

2) utrzymywania rezerw mocy wytwórczych lub zapewnienia innych usług systemowych, w wysokości i w sposób określony w umowie

zawartej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego;

- 3) utrzymywania zdolności źródeł do wytwarzania energii elektrycznej w ilości i jakości wynikającej z zawartych umów sprzedaży oraz umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
  - 4) współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego, do którego sieci źródło jest przyłączone, w szczególności do przekazywania temu operatorowi niezbędnych informacji o stanie urządzeń wytwórczych i wykonywania jego poleceń, na zasadach i warunkach określonych w ustawie, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, i umowie zawartej z operatorem systemu elektroenergetycznego.
2. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, służby dyspozytorskie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego wydają, stosownie do planów działania, procedur i planów wprowadzania ograniczeń, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i art. 11 ust. 6, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, oraz postanowień umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartych z użytkownikami systemu, w tym z odbiorcami, polecenia dyspozytorskie odpowiednim służbom wytwórcy, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorcom.

3. Podczas wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej polecenia dyspozytorskie wydawane przez służby dyspozytorskie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego są nadrzędne wobec poleceń dyspozytorskich wydawanych przez służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
4. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane do uzgadniania z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego planowanych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6.
5. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane niezwłocznie zgłosić operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego dane o ograniczeniach możliwości wytwarzania energii elektrycznej lub ubytkach mocy jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6, w stosunku do możliwości wytwarzania lub mocy osiągalnej wynikających z aktualnego stanu technicznego tych jednostek, wraz z podaniem przyczyn tych ograniczeń lub ubytków.
6. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostce wytwórczej przyłączonej do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV jest obowiązane udostępniać informacje niezbędne operatorowi

systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu połączonego elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz wypełnienia obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 12.”;

15) w art. 9l:

a) w ust. 1:

– po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;”;

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) innej niż wymienionej w pkt 1 i 1a;”;

b) w ust. 2 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) ilość, rodzaj i średnią wartość opałową paliw, z których została wytworzona energia elektryczna i ciepło w jednostce kogeneracji;”;

c) w ust. 4 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) określenie rodzaju i średniej wartości opałowej paliw, z których została wytworzona energia elektryczna i ciepło w jednostce kogeneracji, oraz ilości tych paliw ustalone na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych;”;

16) po art. 9n dodaje się art. 9o w brzmieniu:



„Art. 9o. 1. Potwierdzeniem wytworzenia biogazu rolniczego oraz wprowadzenia go do sieci dystrybucyjnej gazowej jest świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, zwane dalej „świadectwem pochodzenia biogazu”.

2. Świadectwo pochodzenia biogazu zawiera:
  - 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem biogazu rolniczego;
  - 2) określenie lokalizacji i znamionowej wydajności instalacji, w której biogaz rolniczy został wytworzony;
  - 3) dane dotyczące ilości biogazu rolniczego objętego świadectwem pochodzenia biogazu;
  - 4) dane dotyczące ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 11;
  - 5) określenie okresu, w którym biogaz rolniczy został wytworzony.
3. Świadectwo pochodzenia biogazu wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem biogazu rolniczego, złożony za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja wytwarzania biogazu rolniczego określona we wniosku, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku. Do wydawania świadectw pochodzenia biogazu stosuje się odpowiednio

przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego o wydawaniu zaświadczeń.

4. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, zawiera:
  - 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem biogazu rolniczego;
  - 2) określenie lokalizacji i znamionowej wydajności instalacji, w której biogaz rolniczy został wytworzony;
  - 3) dane dotyczące ilości biogazu rolniczego objętego świadectwem pochodzenia biogazu;
  - 4) dane dotyczące ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, obliczonej w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 11 i odpowiadającej ilości biogazu rolniczego wytworzonego w określonej instalacji;
  - 5) określenie okresu, w którym biogaz rolniczy został wytworzony.
5. Okres, o którym mowa w ust. 2 pkt 5 i ust. 4 pkt 5, obejmuje jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego.
6. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem biogazu rolniczego przedkłada operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego, w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości biogazu rolniczego objętej tym wnioskiem.

7. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wnioski, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci gazowej dystrybucyjnej, określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe zapewnia wytwarzający biogaz rolniczy.
8. Przepisy art. 9e ust. 5a i ust. 6 – 17 stosuje się odpowiednio do praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia biogazu, przeniesienia tych praw oraz rejestru tych świadectw.”;

17) w art. 10:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców, z zastrzeżeniem ust. 1a – 1d.”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a – 1f w brzmieniu:

„1a. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, może obniżyć ilość zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła, w przypadku:

- 1) wytworzenia, na polecenie właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, energii elektrycznej w ilości wyższej od średniej ilości energii

elektrycznej wytworzonej w analogicznym okresie w ostatnich trzech latach lub

2) nieprzewidzianego istotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej lub ciepła, lub

3) wystąpienia, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nieprzewidzianych, istotnych ograniczeń w dostawach paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła.

1b. W przypadku, o którym mowa w ust. 1a, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do uzupełnienia zapasów paliw do wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, w terminie nie dłuższym niż dwa miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto ich obniżanie.

1c. W przypadku gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w terminie, o którym mowa w ust. 1b, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na pisemny wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, może, w drodze decyzji, wskazać dłuższy termin ich uzupełnienia do wielkości określonej w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, biorąc pod uwagę zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Termin ten nie może być jednak dłuższy niż cztery miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliw.

1d. Wniosek, o którym mowa w ust. 1c, przedsiębiorstwo energetyczne składa nie później niż na 30 dni przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 1b. Wniosek zawiera szczegółowe uzasadnienie i harmonogram uzupełnienia zapasów.

1e. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane informować:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego o zużyciu i stanie zapasów paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV; informacja ta jest przekazywana wraz z informacją o stanie urządzeń wytwórczych;
- 2) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o obniżeniu ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6 oraz o sposobie i terminie ich uzupełnienia wraz z uzasadnieniem.

1f. Informację, o której mowa w ust. 1e pkt 2, przedsiębiorstwo energetyczne przekazuje w formie pisemnej najpóźniej w trzecim dniu od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6.”,

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane umożliwić przeprowadzenie kontroli w zakresie:

- 1) zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w przepisach wydanych na podstawie ust. 6;
- 2) uzupełnienia zapasów paliw w terminie, o którym mowa w ust. 1b lub 1c;

- 3) obniżenia zapasów paliw poniżej wielkości określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, w przypadkach, o których mowa w ust. 1a.”;

18) w art. 11:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku zagrożenia:

- 1) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
  - 2) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
  - 3) bezpieczeństwa osób,
  - 4) wystąpieniem znacznych strat materialnych
- na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła.”,

b) uchyla się ust. 6b,

c) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Minister właściwy do spraw gospodarki informuje niezwłocznie Komisję Europejską i państwa członkowskie Unii Europejskiej oraz państwa członkowskie Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym o:

- 1) wprowadzonych ograniczeniach, o których mowa w ust. 7, w zakresie dostarczania i poboru energii elektrycznej;

2) podjętych działaniach i środkach dla usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 11c ust. 2 i 3.”;

19) po art. 11b dodaje się art. 11c – 11f w brzmieniu:

„Art. 11c. 1. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:

- 1) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego;
- 2) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. Nr 62, poz. 558, z późn. zm.<sup>4)</sup>);
- 3) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym;
- 4) strajku powszechnego lub innych niepokojów społecznych;
- 5) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9, lub braku możliwości ich wykorzystania.

2. W przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operator systemu przesyłowego elektro-

energetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego:

- 1) podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu elektroenergetycznego, w tym z odbiorcami energii elektrycznej, wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom;
  - 2) może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego niezwłocznie powiadamia ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7.
4. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, w terminie 60 dni od dnia zniesienia ograniczeń, przedkłada ministrowi właściwemu do spraw gospodarki i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki raport zawierający ustalenia dotyczące przyczyn powstałego



zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

5. Raport, o którym mowa w ust. 4, zawiera także wnioski i propozycje działań oraz określa środki mające zapobiec w przyszłości wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 30 dni od dnia otrzymania raportu, o którym mowa w ust. 4, przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki opinię do tego raportu, zawierającą w szczególności ocenę wystąpienia okoliczności, o których mowa w art. 11e ust. 1.

Art. 11d. 1. W sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w następstwie zdarzeń, o których mowa w art. 11c ust. 1, odpowiednie służby operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego podejmują w szczególności następujące działania:

- 1) wydają odpowiednim służbom wytwórcy polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej;

- 2) dokonują zakupów interwencyjnych mocy lub energii elektrycznej;
  - 3) wydają właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, która nie jest jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną;
  - 4) wydają właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przzerwania zasilania niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze;
  - 5) wydają odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń;
  - 6) dokonują zmniejszenia wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
2. W okresie wykonywania działań, o których mowa w ust. 1, użytkownicy systemu, w tym odbiorcy energii elektrycznej, są obowiązani stosować się do poleceń właściwych służb dyspozytorskich operatora systemu elektroenergetycznego, o ile

wykonanie tych poleceń nie stwarza bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób.

3. W okresie występowania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej operatorzy systemu elektroenergetycznego mogą wprowadzać ograniczenia w świadczonych usługach przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w zakresie niezbędnym do usunięcia tego zagrożenia.
4. Operatorzy systemu elektroenergetycznego pokrywają koszty poniesione przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w związku z działaniami, o których mowa w ust. 1.
5. Koszty poniesione przez operatorów systemu elektroenergetycznego w związku z działaniami, o których mowa w ust. 1, stanowią koszty uzasadnione działalności, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2.

Art. 11e. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, który wprowadził ograniczenia, odpowiada na zasadach określonych w ust. 2 – 4 za szkody powstałe u użytkowników systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej objętym ograniczeniami, w wyniku zastosowania działań i środków, o których mowa w art. 11c i 11d, chyba że szkoda powstała wskutek działania siły wyższej albo wyłącznie z winy poszkodowanego lub osoby trzeciej, za którą operator nie ponosi odpowiedzialności.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego odpowiada za szkody powstałe w wyniku wprowadzonych ograniczeń wyłącznie w granicach szkody rzeczywistej poniesionej przez użytkowników systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej, w związku z uszkodzeniem, zniszczeniem lub utratą przez nich rzeczy ruchomej, lub uszkodzeniem albo zniszczeniem nieruchomości, z zastrzeżeniem ust. 3 – 9 oraz art. 11 ust. 8.
3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego ponosi odpowiedzialność z tytułu szkód, o których mowa w ust. 1, w stosunku do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym do wysokości 5 000 zł (pięć tysięcy zł).
4. Całkowita odpowiedzialność operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, z tytułu szkód, o których mowa w ust. 1, gdy przerwy lub ograniczenia dotyczyły następującej liczby użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym:
  - 1) do 25.000 odbiorców – nie może być wyższa niż 25 000 000 zł (dwadzieścia pięć milionów zł);
  - 2) od 25.001 do 100.000 odbiorców – nie może być wyższa niż 75 000 000 zł (siedemdziesiąt pięć milionów zł);

- 3) od 100.001 do 200.000 odbiorców – nie może być wyższa niż 150 000 000 zł (sto pięćdziesiąt milionów zł);
  - 4) od 200.001 do 1.000.000 odbiorców – nie może być wyższa niż 200 000 000 zł (dwieście milionów zł);
  - 5) ponad 1.000.000 odbiorców – nie może być wyższa niż 250 000 000 zł (dwieście pięćdziesiąt milionów zł).
5. Operatorzy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w odniesieniu do systemu dystrybucyjnego, w zakresie objętym ograniczeniami, sporządzają i przekazują niezwłocznie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu połączonego elektroenergetycznego informacje o liczbie użytkowników systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej objętych ograniczeniami, wraz z wykazem udokumentowanych szkód poniesionych przez tych użytkowników, w tym odbiorców, powstałych w wyniku zastosowania środków, o których mowa w art. 11c i 11d, z uwzględnieniem ust. 3 i 7 – 9.
6. W przypadku gdy łączna wartość szkód przekracza odpowiednią kwotę całkowitej odpowiedzialności, o której mowa w ust. 4, kwotę odszkodowania należnego użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obniża się proporcjonalnie w takim samym stosunku, w jakim całkowita kwota

odszkodowania, która znajduje zastosowanie zgodnie z ust. 4, pozostaje do łącznej wartości szkód powstałych u tych użytkowników, w tym odbiorców.

7. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego nie ponosi odpowiedzialności z tytułu szkód, o których mowa w ust. 1, powstałych u użytkownika systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy energii elektrycznej, jeżeli kwota odszkodowania byłaby niższa niż 100 zł.
8. W zakresie wynikającym z podjętych działań i zastosowanych środków, o których mowa w art. 11c i 11d, w szczególności z przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 – nie przysługują.
9. Użytkownik systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym odbiorca energii elektrycznej, zgłasza żądanie naprawienia szkody operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego dany użytkownik, w tym odbiorca, jest przyłączony.
10. Żądanie naprawienia szkód, o których mowa w ust. 1, należy zgłosić właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego przed upływem 180 dni od dnia zniesienia ograniczeń. Po upływie tego terminu roszczenie o naprawienie tych szkód wygasa.

11. Wyплаcone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego kwoty odszkodowania za szkody poniesione przez użytkowników tego systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, w wyniku podjętych działań i zastosowanych środków, o których mowa w art. 11c i 11d, pomniejszone o kwoty, które operator ten uzyskał od użytkowników, w tym odbiorców, którzy przyczynili się do powstania stanu zagrożenia, nie stanowią dla tego operatora kosztu uzasadnionego, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2.

Art. 11f. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w art. 11, lub działania i środki, o których mowa w art. 11c i 11d oraz w art. 6 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003, str. 1, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 175), powinny:

- 1) powodować jak najmniejsze zakłócenia w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej;
- 2) być stosowane:
  - a) w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
  - b) na podstawie kryteriów przyjętych dla bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami systemowymi;

3) być podejmowane w uzgodnieniu z właściwymi operatorami systemów przesyłowych elektroenergetycznych, stosownie do postanowień umów, w szczególności dotyczących wymiany informacji.”;

20) po art. 12 dodaje się art. 12a w brzmieniu:

„Art. 12a. Minister właściwy do spraw gospodarki wykonuje uprawnienia Skarbu Państwa, określone w art. 2 pkt 5 lit. a, art. 5a oraz art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 493, z późn. zm.<sup>5)</sup>) w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;

21) art. 15b otrzymuje brzmienie:

„Art. 15b. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki opracowuje, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

2. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, zawiera informacje obejmujące w szczególności:

1) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;

2) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego;

3) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw;



- 4) przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe;
  - 5) planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe paliw gazowych.
3. Minister właściwy do spraw gospodarki opracowuje co dwa lata, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
4. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 3, zawiera informacje dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej obejmujące w szczególności:
- 1) prognozę równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania;
  - 2) bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej;
  - 3) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
  - 4) stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego;
  - 5) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw;
  - 6) planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej;

- 7) zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych.
5. W sprawozdaniu, o którym mowa w ust. 3, w części dotyczącej zamierzeń inwestycyjnych, o których mowa w ust. 4 pkt 7, należy uwzględnić:
- 1) zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi określone w rozporządzeniu (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej;
  - 2) istniejące i planowane linie przesyłowe;
  - 3) przewidywane modele (strukturę) wytwarzania, dostaw, wymiany transgranicznej i zużycia energii elektrycznej, umożliwiające stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną;
  - 4) regionalne, krajowe i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych, określonych w załączniku I do decyzji nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiającej wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję

96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE  
(Dz. Urz. UE L 262 z 22.09.2006, str. 1).

6. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1 i 3, zawierają także wnioski wynikające z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej.

7. Minister właściwy do spraw gospodarki zamieszcza, na swoich stronach internetowych w Biuletynie Informacji Publicznej, sprawozdania, o których mowa w ust. 1 i 3, do dnia 31 lipca danego roku.

8. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1 i 3, minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje Komisji Europejskiej do dnia 31 sierpnia:

- 1) co roku – dotyczące gazu ziemnego;
- 2) co 2 lata – dotyczące energii elektrycznej.”;

22) w art. 15c w ust. 2 dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) przedsięwzięciach zapewniających konkurencję na rynku energii elektrycznej i służących rozwojowi połączeń międzysystemowych oraz o praktykach ograniczających konkurencję.”;

23) w art. 16:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe i energię, na okresy nie krótsze niż 3 lata, z zastrzeżeniem ust. 2a.”,

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

„2a. Operator systemu elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego

zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat, oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.

2b. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego powinien uwzględniać plan rozwoju opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego.”,

c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Plan, o którym mowa w ust. 2a, powinien także określać wielkość zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycznym i stopnia ich wykorzystania, a także działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.”,

d) dodaje się ust. 7 – 14 w brzmieniu:

„7. Przedsiębiorstwa energetyczne przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 1 marca, sprawozdanie z realizacji planów, o których mowa w ust. 1.

8. Operator systemu elektroenergetycznego dokonuje co 3 lata oceny realizacji planu, o którym mowa w ust. 2a. Na podstawie dokonanej oceny, operator systemu elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia zmiany tego planu.

9. Gminy, przedsiębiorstwa energetyczne lub odbiorcy końcowi paliw gazowych lub energii elektrycznej udostępniają nieodpłatnie przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 1 lub 2a, informacje, o których mowa w ust. 3 pkt 1 – 3, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.
10. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, określając w planie, o którym mowa w ust. 2a, poziom połączeń międzysystemowych elektroenergetycznych, bierze w szczególności pod uwagę:
  - 1) krajowe, regionalne i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji, o której mowa w art. 15b ust. 5 pkt 4;
  - 2) istniejące połączenia międzysystemowe elektroenergetyczne i ich wykorzystanie w sposób możliwie najefektywniejszy;
  - 3) zachowanie właściwych proporcji między kosztami budowy nowych połączeń międzysystemowych elektroenergetycznych a korzyściami wynikającymi z ich budowy dla odbiorców końcowych.
11. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW sporządzają prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności wielkość produkcji energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł oraz dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł,

ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

12. Przedsiębiorstwo energetyczne, co 3 lata, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 11, i informuje o tych prognozach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
13. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przyłączone do sieci przesyłowej przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności wytwórczych i dystrybucyjnych przyjętych w planach, o których mowa w ust. 2a, lub prognozach, o których mowa w ust. 11, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.
14. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej dokonuje aktualizacji planu, o którym mowa w ust. 1, nie rzadziej niż co 3 lata, uwzględniając zmiany w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, zgodnie z ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.”;

24) w art. 16a ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku możliwości wystąpienia długookresowego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki na podstawie sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię.”;

25) po art. 16a dodaje się art. 16b w brzmieniu:

„Art. 16b. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego realizuje w pierwszej kolejności działania niezbędne w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.

2. Zysk operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w rozumieniu ustawy z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 154, poz. 792 oraz z 2006 r. Nr 183, poz. 1353) przeznaczana się w pierwszej kolejności na finansowanie realizacji zadań i obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 2.”;

26) w art. 18 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Gmina realizuje zadania, o których mowa w ust. 1, zgodnie z:

- 1) miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu – z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy;
  - 2) odpowiednim programem ochrony powietrza przyjętym na podstawie art. 91 ustawy z dnia 21 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.”;
- 27) w art. 19 ust. 2 otrzymuje brzmienie:
- „2. Projekt założeń sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.”;
- 28) w art. 23:
- a) w ust. 2:
    - po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) opracowywanie wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1;”;
    - po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) kontrolowanie wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1;”;
    - pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) wyznaczanie operatorów systemu, o których mowa w art. 9h ust. 1, 3 i 9, oraz publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu;”;
    - pkt 8 otrzymuje brzmienie:



- „8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o których mowa w art. 9g;”,
- pkt 11 otrzymuje brzmienie:
  - „11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia;”,
- pkt 18 otrzymuje brzmienie:
  - „18) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do dnia 31 marca każdego roku:
    - a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 – 2,
    - b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym
      - w poprzednim roku kalendarzowym;”,
- b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a – 2d w brzmieniu:

„2a. Prezes URE w zakresie, o którym mowa w ust. 2 pkt 19 i 20, w szczególności sporządza raport przedstawiający i oceniający:

- 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3.

2b. Raport, o którym mowa w ust. 2a, może zawierać także propozycje zmian przepisów określających warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, o których mowa w art. 9 ust. 3, i szczegółowych zasad kształtowania taryf dla energii elektrycznej, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 3, służących rozwojowi zdolności wytwórczych i przesyłowych energii elektrycznej, zgodnie z przyjętą polityką energetyczną państwa, o której mowa w art. 15a, i wnioskami wynikającymi ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3.

2c. Prezes URE przekazuje raport, o którym mowa w ust. 2a, ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku.

2d. Raport, o którym mowa w ust. 2a, podlega publikacji w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.”;

29) w art. 32 w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

- „1) wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych lub paliw gazowych niebędących biogazem rolniczym, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do

odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW;”;

30) w art. 43 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Kto zamierza wykonywać działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu, przetwarzaniu, magazynowaniu, przesyłaniu, dystrybucji oraz obrocie paliwami lub energią, skraplaniu gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, podlegającą koncesjonowaniu, może ubiegać się o wydanie promesy koncesji.”;

31) po art. 49 dodaje się art. 49a w brzmieniu:

„Art. 49a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej:

1) mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905 oraz z 2008 r. Nr 58, poz. 357) lub

2) wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo

– jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, z zastrzeżeniem ust. 2 i 3.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, jest obowiązane do sprzedaży, na zasadach określonych w ust. 1, energii elektrycznej wytworzonej w danym roku, a nie sprzedanej do dnia 31 grudnia 2009 r.
3. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, niemające prawa do otrzymywania środków, o których mowa w ust. 1 pkt 1, jest obowiązane do sprzedaży, na zasadach określonych w ust. 1, energii elektrycznej w ilości odpowiadającej nie mniej niż:
  - 1) 30 % – w 2011 r.,
  - 2) 40 % – w 2012 r.,
  - 3) 50 % – od 2013 r.– całości wytworzonej energii elektrycznej w danym roku.
4. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej:
  - 1) dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej;
  - 2) wytworzonej w odnawialnym źródle energii;
  - 3) wytworzonej w kogeneracji;
  - 4) zużywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem na potrzeby własne;
  - 5) niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie.

5. Prezes URE może, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, zwolnić to przedsiębiorstwo z obowiązku, o którym mowa w ust. 1, w części dotyczącej produkcji energii elektrycznej:
  - 1) sprzedawanej na potrzeby wykonywania długoterminowych zobowiązań wynikających z umów zawartych z instytucjami finansowymi w celu realizacji inwestycji związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej lub
  - 2) wytwarzanej na potrzeby operatora systemu przesyłowego wykorzystywanej na potrzeby prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego
    - jeżeli nie spowoduje to istotnego zakłócenia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub zakłócenia na rynku bilansującym.
6. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, przekazują Prezesowi URE informacje o zawartych umowach, na podstawie których sprzedają wytworzoną energię elektryczną na zasadach innych niż określone w ust. 1, w ciągu 7 dni od dnia ich zawarcia. W informacji należy wskazać strony umowy, ilość i cenę energii elektrycznej oraz okres, na jaki umowa została zawarta.
7. Na podstawie danych zgromadzonych w trybie określonym w ust. 4, Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1.

8. Przedsiębiorstwa energetyczne składają Prezesowi URE w terminie do dnia 31 marca roku następnego sprawozdania z realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 1 i 2.
9. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, organizuje i przeprowadza przetarg na sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej.
10. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, sposób i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, o którym mowa w ust. 1, w tym:
  - 1) sposób zamieszczania ogłoszeń o przetargu i dane, które powinny być zamieszczone w ogłoszeniu,
  - 2) wymagania, jakie powinien spełniać oferent oraz jakim powinna odpowiadać oferta,
  - 3) warunki, w których dopuszcza się odstępnie od przetargu  
– z uwzględnieniem konieczności ochrony konkurencji na rynku energii elektrycznej, realizacji zadań operatora systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia równoprawnego traktowania uczestników przetargu.”;

32) w art. 56:

a) w ust. 1:

– pkt 1a – 1c otrzymują brzmienie:

„1a) nie przestrzega obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia, świadectwa pochodzenia biogazu lub

świadczenia pochodzenia z kogeneracji albo nie uiszcza opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8, lub nie przestrzega obowiązków zakupu energii elektrycznej, o których mowa w art. 9a ust. 6, lub nie przestrzega obowiązków zakupu ciepła, o których mowa w art. 9a ust. 7, lub przedkłada Prezesowi URE wnioski o wydanie świadectwa pochodzenia, świadectwa pochodzenia biogazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji zawierające dane lub informacje niezgodne ze stanem faktycznym;

1b) nie przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 7 i 8, lub przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w ustawie;

1c) nie przedstawia informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8j, art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f, ust. 9 – 9b, art. 9d ust. 8, art. 11c ust. 3, art. 11e ust. 5 i art. 16 ust. 12 i 13, lub nie przedstawia sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5;”

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw, o którym mowa w art. 10 ust. 1, lub nie uzupełnia ich w terminie, o którym mowa w art. 10 ust. 1b lub 1c, obniża je w innych przypadkach niż wymienione w art. 10 ust. 1a, lub nie przekazuje informacji, o których mowa w art. 10 ust. 1e;”

– po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 3 lub art. 11d ust. 3;”

– dodaje się pkt 17 – 27 w brzmieniu:

- „17) nie przestrzega warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego, procedur postępowania i wymiany informacji, a także nie stosuje się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9, a także poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2;
- 18) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 5a ust. 1 – 3;
- 19) nie wydaje w terminie, o którym mowa w art. 7 ust. 8g, warunków przyłączenia;
- 20) z nieuzasadnionych powodów nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 i 6, oraz nie dopełnia warunków określonych w decyzji wydanej na podstawie art. 9h ust. 9;
- 21) nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1 – 2;
- 22) nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1 – 2;
- 23) nie przedkłada do zatwierdzenia programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego



traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4, lub nie przedkłada nowego programu, o którym mowa w art. 9d ust. 4c;

24) mimo uprzedniego wezwania, nie wykonuje w wyznaczonym terminie programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4, zatwierdzonego przez Prezesa URE lub podejmuje działania niezgodne z postanowieniami tego programu;

25) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9j ust. 1, 4 lub 5;

26) nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 16 ust. 7, lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 6 i 8;

27) nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1.”,

b) ust. 2b otrzymuje brzmienie:

„2b. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1a, stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.”,

c) po ust. 2b dodaje się ust. 2c i 2d w brzmieniu:

„2c. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1 pkt 19, nie może być niższa niż 3 000 zł za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia.

2d. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1 pkt 21 i 22, nie może być niższa niż 1 % i wyższa niż 15 % przychodu, o którym mowa w ust. 3.”;

33) art. 57 otrzymuje brzmienie:

„Art. 57. 1. W razie nielegalnego pobierania paliw lub energii, przedsiębiorstwo energetyczne może:

- 1) pobierać opłatę za nielegalnie pobierane paliwo lub energię w wysokości określonej w taryfie albo
- 2) dochodzić odszkodowania na zasadach ogólnych.

2. Należności z tytułu opłaty, o której mowa w ust. 1 pkt 1, stwierdzone prawomocnym wyrokiem sądu podlegają ściągnięciu w trybie przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. Nr. 43, poz. 296, z późn. zm.<sup>6)</sup>).”.

Art. 2. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, z późn. zm.<sup>7)</sup>) w art. 401:

1) ust. 9 i 10 otrzymują brzmienie:

„9. Przychodami Narodowego Funduszu są także wpływy z opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 i ust. 8 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>3)</sup>), oraz wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a tej ustawy.

10. Przychody, o których mowa w ust. 9, przeznacza się wyłącznie na wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz budowy sieci elektroenergetycznych służących przyłączeniu tych źródeł lub na wspieranie wzrostu efektywności energetycznej, w tym wysokosprawnej kogeneracji, w rozumieniu ustawy, o której mowa w ust. 9.”;

2) ust. 13b otrzymuje brzmienie:

„13b. Przychody, o których mowa w ust. 13a, przeznacza się wyłącznie na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych lub innych paliw odnawialnych, a także promocję ich wykorzystania.”.

Art. 3. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11) w art. 33 ust. 11 otrzymuje brzmienie:

„11. Wpływy z tytułu kar pieniężnych stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.”.

Art. 4. 1. Jeżeli podmiot, o którym mowa w art. 7 ust. 8a ustawy wymienionej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył kompletny wniosek o określenie warunków przyłączenia, otrzymał warunki przyłączenia, których ważność upływa nie wcześniej niż z upływem 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, ale nie zawarł umowy o przyłączenie do sieci, wnosi zaliczkę w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Jeżeli podmiot, o którym mowa w art. 7 ust. 8a ustawy wymienionej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył kompletny wniosek o określenie warunków przyłączenia, ale nie otrzymał warunków przyłączenia do sieci, wnosi zaliczkę oraz dostarcza, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, właściwemu przedsiębiorstwu energetycznemu dokument, o którym mowa w art. 7 ust. 8d ustawy wymienionej w art. 1.

3. W przypadku:

- 1) niewniesienia zaliczki w terminie określonym w ust. 1 – warunki przyłączenia tracą ważność;
- 2) niewniesienia zaliczki lub niedostarczenia dokumentu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d ustawy wymienionej

w art. 1, w terminie, o którym mowa w ust. 2 – wniosek o przyłączenie pozostawia się bez rozpatrzenia.

4. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy wymienionej w art. 1, uzgodnione na podstawie odrębnych przepisów z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zachowują ważność przez okres ustalony z tym operatorem, jednak nie dłużej niż przez 5 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

5. Ekspertyza, o której mowa w ust. 4, której wykonanie zostało zlecone na podstawie umowy zawartej z wykonawcą przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, staje się ekspertyzą, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy wymienionej w art. 1, po jej uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego.

Art. 5. Do dnia wyłonienia sprzedawcy z urzędu, podmiotem obowiązującym do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy wymienionej w art. 1, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, jest podmiot wykonujący zadania sprzedawcy z urzędu.

Art. 6. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 8 – 8d, stosuje się do dnia 31 marca 2013 r., z tym że w odniesieniu do świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy wymienionej w art. 1, stosuje się od dnia 1 stycznia 2010 r. do dnia 31 marca 2019 r.

Art. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, ogłosi w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkową opłatę zastępczą Ozm, o której mowa w art. 9a ust. 8a ustawy wymienionej w art. 1, obowiązującą w 2010 r.

Art. 8. Pierwsze podanie do publicznej wiadomości informacji, o których mowa w art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 9. 1. W terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, operator systemu przesyłowego lub systemu połączonego przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, dostosowaną do wymagań przepisów zmienionych niniejszą ustawą.

2. W terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy:

- 1) operatorzy systemu elektroenergetycznego przedłożą Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia projekty planów rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 2a,
- 2) przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przedłożą Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki pierwszą informację, o której mowa w art. 16 ust. 12

– ustawy wymienionej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 10. 1. W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, właściciel, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą:

- 1) wystąpi z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie go odpowiednio operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego lub elektroenergetycznego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego albo
- 2) powierzy innemu przedsiębiorstwu energetycznemu, w drodze umowy, pełnienie odpowiednio obowiązków

operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego i wystąpi z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie tego przedsiębiorstwa operatorem dla jego sieci lub instalacji.

2. Przepisy ust. 1 stosuje się do właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla których w dniu wejścia w życie tej ustawy nie wyznaczono operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego albo dla których właściciel ten nie wystąpił przed tym dniem z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie operatora.

Art. 11. Wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy decyzje w sprawie wyznaczenia operatorem systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego zachowują ważność przez okres, na który zostały wydane.

Art. 12. Uchwalenie przez gminę pierwszych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o których mowa w art. 19 ustawy wymienionej w art. 1, lub ich aktualizacja powinna nastąpić w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 13. Pierwsze opublikowanie raportu, o którym mowa w art. 23 ust. 2d ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 14. Obowiązek, o którym mowa w art. 49a ust. 1, w odniesieniu do przedsiębiorstw, o których mowa w art. 49a ust. 1 pkt 2 ustawy wymienionej w art. 1, stosuje się od dnia 1 stycznia 2011 r.

Art. 15. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy.

Art. 16. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc do czasu wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej niż przez okres 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 17. Ustawa wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

- 1) art. 1 pkt 31, który wchodzi w życie po upływie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 2) art. 1 pkt 7 w zakresie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego i art. 1 pkt 16, które wchodzi w życie w dniu 1 stycznia 2011 r.

- 
- <sup>1)</sup> Niniejszą ustawą dokonuje się zmiany ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy z dnia 8 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.
  - <sup>2)</sup> Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. UE L 33 z 04.02.2006, str. 22) oraz uzupełnia transpozycję dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003, str. 37, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 211) i dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003, str. 57; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 230).
  - <sup>3)</sup> Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 69, poz. 586.
  - <sup>4)</sup> Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2002 r. Nr 74, poz. 676, z 2006 r. Nr 50, poz. 360 i Nr 191, poz. 1410, z 2007 r. Nr 89, poz. 590 oraz z 2009 r. Nr 11, poz. 59.
  - <sup>5)</sup> Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1996 r. Nr 156, poz. 775, z 1997 r. Nr 106, poz. 673, Nr 115, poz. 741 i Nr 141, poz. 943, z 1998 r. Nr 155, poz. 1014, z 2000 r. Nr 48, poz. 550, z 2001 r. Nr 4, poz. 26, z 2002 r. Nr 25, poz. 253 i Nr 240, poz. 2055, z 2004 r. Nr 99,

- poz. 1001, Nr 123, poz. 1291 i Nr 273, poz. 2703, z 2005 r. Nr 169, poz. 1417 i Nr 183, poz. 1538 oraz z 2006 r. Nr 107, poz. 721.
- 6) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1965 r. Nr 15, poz. 113, z 1974 r. Nr 27, poz. 157 i Nr 39, poz. 231, z 1975 r. Nr 45, poz. 234, z 1982 r. Nr 11, poz. 82 i Nr 30, poz. 210, z 1983 r. Nr 5, poz. 33, z 1984 r. Nr 45, poz. 241 i 242, z 1985 r. Nr 20, poz. 86, z 1987 r. Nr 21, poz. 123, z 1988 r. Nr 41, poz. 324, z 1989 r. Nr 4, poz. 21 i Nr 33, poz. 175, z 1990 r. Nr 14, poz. 88, Nr 34, poz. 198, Nr 53, poz. 306, Nr 55, poz. 318 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 7, poz. 24, Nr 22, poz. 92 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 12, poz. 53, z 1994 r. Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417, z 1996 r. Nr 24, poz. 110, Nr 43, poz. 189, Nr 73, poz. 350 i Nr 149, poz. 703, z 1997 r. Nr 43, poz. 270, Nr 54, poz. 348, Nr 75, poz. 471, Nr 102, poz. 643, Nr 117, poz. 752, Nr 121, poz. 769 i 770, Nr 133, poz. 882, Nr 139, poz. 934, Nr 140, poz. 940 i Nr 141, poz. 944, z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 117, poz. 757, z 1999 r. Nr 52, poz. 532, z 2000 r. Nr 22, poz. 269 i 271, Nr 48, poz. 552 i 554, Nr 55, poz. 665, Nr 73, poz. 852, Nr 94, poz. 1037, Nr 114, poz. 1191 i 1193 i Nr 122, poz. 1314, 1319 i 1322, z 2001 r. Nr 4, poz. 27, Nr 49, poz. 508, Nr 63, poz. 635, Nr 98, poz. 1069, 1070 i 1071, Nr 123, poz. 1353, Nr 125, poz. 1368 i Nr 138, poz. 1546, z 2002 r. Nr 25, poz. 253, Nr 26, poz. 265, Nr 74, poz. 676, Nr 84, poz. 764, Nr 126, poz. 1069 i 1070, Nr 129, poz. 1102, Nr 153, poz. 1271, Nr 219, poz. 1849 i Nr 240, poz. 2059, z 2003 r. Nr 41, poz. 360, Nr 42, poz. 363, Nr 60, poz. 535, Nr 109, poz. 1035, Nr 119, poz. 1121, Nr 130, poz. 1188, Nr 139, poz. 1323, Nr 199, poz. 1939 i Nr 228, poz. 2255, z 2004 r. Nr 9, poz. 75, Nr 11, poz. 101, Nr 68, poz. 623, Nr 91, poz. 871, Nr 93, poz. 891, Nr 121, poz. 1264, Nr 162, poz. 1691, Nr 169, poz. 1783, Nr 172, poz. 1804, Nr 204, poz. 2091, Nr 210, poz. 2135, Nr 236, poz. 2356 i Nr 237, poz. 2384, z 2005 r. Nr 13, poz. 98, Nr 22, poz. 185, Nr 86, poz. 732, Nr 122, poz. 1024, Nr 143, poz. 1199, Nr 150, poz. 1239, Nr 167, poz. 1398, Nr 169, poz. 1413 i 1417, Nr 172, poz. 1438, Nr 178, poz. 1478, Nr 183, poz. 1538, Nr 261, poz. 2205 i Nr 267, poz. 2258, z 2006 r. Nr 12, poz. 66, Nr 66, poz. 466, Nr 104, poz. 708 i 711, Nr 186, poz. 1379, Nr 208, poz. 1537 i 1540, Nr 226, poz. 1656 i Nr 235, poz. 1699, z 2007 r. Nr 7, poz. 58, Nr 47, poz. 319, Nr 50, poz. 331, Nr 61, poz. 418, Nr 99, poz. 662, Nr 106, poz. 731, Nr 112, poz. 766 i 769, Nr 115, poz. 794, Nr 121, poz. 831, Nr 123, poz. 849, Nr 176, poz. 1243, Nr 181, poz. 1287, Nr 192, poz. 1378 i Nr 247, poz. 1845, z 2008 r. Nr 59, poz. 367, Nr 96, poz. 609 i 619, Nr 110, poz. 706, Nr 116, poz. 731, Nr 119, poz. 772, Nr 120, poz. 779, Nr 122, poz. 796, Nr 171, poz. 1056, Nr 220, poz. 1431, Nr 228, poz. 1507, Nr 231, poz. 1547 i Nr 234, poz. 1571 oraz z 2009 r. Nr 26, poz. 156, Nr 67, poz. 571 i Nr 69, poz. 592 i 593.
- 7) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2008 r. Nr 111, poz. 708, Nr 138, poz. 865, Nr 154, poz. 958, Nr 171, poz. 1056, Nr 199, poz. 1227, Nr 223, poz. 1464 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 19, poz. 100, Nr 20, poz. 106 i Nr 79, poz. 666.



## UZASADNIENIE

### I. Uzasadnienie ogólne

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw implementuje dyrektywę 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącą działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. WE L 33 z 4.02.2006, str. 22). Projekt zawiera również zmiany służące wdrożeniu zmian rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, str. 1, z późn. zm.) wprowadzonej decyzją Komisji z 9 listopada 2006 r. (Dz. Urz. WE L 312 z 11.11.2006). W związku z implementacją ww. dyrektyw i doświadczeniami z funkcjonowania dotychczasowych rozwiązań w projekcie uregulowano następujące kwestie:

- 1) Umożliwienie operatorom systemów elektroenergetycznych podejmowania skutecznych i efektywnych działań w sytuacji wystąpienia niedoborów mocy energii elektrycznej w systemie.
  - Obowiązujący tryb wprowadzania ograniczeń przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia nie przewiduje możliwości ich wcześniejszego wprowadzenia przez operatora w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii.
  - Projekt ustawy wprowadza tryb postępowania i obowiązki operatorów oraz użytkowników systemu w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
  - Przyznaje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego prawo do wprowadzania, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przed wejściem w życie rozporządzenia Rady Ministrów wprowadzającego te ograniczenia.

- Wskazuje Prezesa URE jako organ opiniujący zasadność wprowadzenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ograniczeń.
  - Określa zasady odpowiedzialności za szkody powstałe w wyniku wprowadzenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- 2) Wprowadzenie podziału kompetencji i nałożenie odpowiedzialności za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na wszystkich istotnych użytkowników systemu elektroenergetycznego oraz organy administracji publicznej.
- Rozdzielenie działalności operatorskiej od działalności związanej z dostarczaniem energii elektrycznej wymaga przeniesienia części odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z operatora systemu przesyłowego na dostawców tej energii i organy administracji publicznej oraz podziału odpowiedzialności za bezpieczeństwo pracy sieci pomiędzy operatorów systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych.
  - W projekcie ustawy wyraźnie wskazano, że operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje w pierwszej kolejności działania służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a także, że środki wypracowane w ramach prowadzonej działalności gospodarczej jakie osiąga przeznacza w pierwszej kolejności na ten cel.
  - Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej wymagania i wskaźniki w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci oraz zapewnia ich dotrzymanie. Cała instrukcja będzie podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE.
  - Nakłada się na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej obowiązki w zakresie wytwarzania i utrzymywania rezerw mocy wytwórczych, sporządzania prognoz dotyczących m.in. przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy i budowy nowych źródeł energii elektrycznej, współpracy z operatorami systemu, informowania o zużyciu i stanie zapasów paliw oraz ich zmniejszeniu i odbudowie w określonym terminie.
  - Nadzór właścicielski nad operatorami systemu przesyłowego zostaje przeniesiony na ministra właściwego do spraw gospodarki ustawowo dotychczas odpowiedzialnego za bezpieczeństwo energetyczne kraju.

- 3) Zagwarantowanie wyznaczenia operatora systemu dla wszystkich sieci i instalacji gazowych i elektroenergetycznych oraz zapewnienie im niezależności funkcjonowania.
- Zgodnie z prawem każdy element systemu elektroenergetycznego lub gazowego powinien posiadać operatora systemu odpowiedzialnego za realizację zadań nałożonych w ustawie – Prawo energetyczne na operatorów systemu. W praktyce wymóg ten nie jest w pełni realizowany, zwłaszcza w odniesieniu do małych sieci dystrybucyjnych i magazynów paliw gazowych. Projektowana ustawa wprowadza w tym zakresie zmiany i pozwoli na uporządkowanie tej kwestii.
  - W projekcie ustawy na przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skroplonego gazu ziemnego został nałożony obowiązek złożenia wniosku o wyznaczenie go operatorem systemu lub wystąpienia z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie innego przedsiębiorstwa energetycznego będącego operatorem systemu, operatorem dla tej sieci lub instalacji. W przypadku braku wniosku właściciela sieci Prezes Urzędu Regulacji Energetyki będzie mógł wyznaczyć operatora systemu z urzędu spośród innych podmiotów biorąc pod uwagę ich efektywność ekonomiczną, skuteczność zarządzania systemami gazowymi lub elektroenergetycznymi, bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz spełnianie warunków niezależności.
  - Na terytorium RP wyznaczony będzie tylko jeden operator systemu przesyłowego albo systemu połączonego elektroenergetycznego lub gazowego.
- 4) Zobowiązanie Prezesa URE do przygotowania (co 2 lata) raportu o warunkach wykonywania działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne, w tym propozycji zmian przepisów określających warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i zasad kształtowania taryf dla energii elektrycznej, służących rozwojowi zdolności wytwórczych i przesyłowych energii elektrycznej.

Ponadto w projekcie wprowadza się następujące zmiany:

- 5) Usprawnienie procedury zmiany sprzedawcy paliw gazowych lub energii.

- Zapewnienie konkurencyjnych cen energii elektrycznej kształtowanych na rynku energii wymaga wprowadzenia przejrzystych i jednolitych w kraju procedur zmiany sprzedawcy.
  - W ustawie wprowadzono podstawowe zasady zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Sprzedawca paliw gazowych lub energii został zobowiązany do sporządzania i publikowania ofert sprzedaży tych paliw.
- 6) Ograniczenie działań spekulacyjnych przy rezerwowaniu mocy przyłączeniowej farm wiatrowych w systemie elektroenergetycznym.
- W związku z wprowadzonym systemem wsparcia dla odnawialnych źródeł energii zanotowano znaczny wzrost wniosków o wydanie warunków przyłączenia farm wiatrowych, w tym w dużym stopniu przez podmioty, które nie dysponują możliwościami finansowymi do ich realizacji. Podmioty te uzyskane warunki przyłączenia traktują jako towar handlowy. Rezerwowanie określonej wielkości mocy w danej lokalizacji dla podmiotu, który nie realizuje inwestycji, powoduje blokowanie zdolności przyłączeniowych do sieci i ograniczenia w przyłączaniu innych nowych źródeł energii. Zjawisko to jest niekorzystne z punktu widzenia rozwoju mocy wytwórczych, w tym także rozwoju odnawialnych źródeł energii.
  - Wprowadzony w projekcie ustawy obowiązek wnoszenia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie oraz przedstawiania dokumentu stwierdzającego możliwość budowy źródła energii, a także publikowanie przez operatorów systemu informacji o przyłączanych podmiotach i zdolnościach przyłączeniowych sieci powinien umożliwić uwolnienie części mocy przyłączeniowych i ograniczyć na przyszłość to niekorzystne zjawisko.
- 7) W projekcie stworzono podstawy prawne do podłączania biogazowni do niskociśnieniowych istniejących lub budowanych z inicjatywy lokalnej gazowych systemów przesyłowych. Umożliwi to dostarczenie tego nośnika energii dla odbiorców na terenach wiejskich, zwłaszcza w obszarach, gdzie dostawa gazu ziemnego nie jest możliwa. Zaproponowana koncepcja wsparcia biogazu opiera się o system zbywalnych świadectw pochodzenia biogazu rolniczego wytworzonego w biogazowniach. Jednocześnie z uwagi na pozytywne doświadczenie w funkcjonowaniu dotychczasowego systemu wsparcia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, skorelowano projektowany system świadectw biogazu z systemem świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE (tzw. świadectw

zielonych). Takie ujęcie systemu promocji biogazu zapewnia wsparcie finansowe już na etapie produkcji biogazu rolniczego, niezależnie od jego dalszego wykorzystania, pod warunkiem spełnienia przez to paliwo wymogów jakościowych stawianych paliwu gazowemu wysokometanowemu. Wymaga także podkreślenia, że zaproponowany system wsparcia produkcji biogazu rolniczego z uwagi na nie w pełni dotychczas wykorzystany potencjał odnawialnych źródeł energii w Polsce nie spowoduje wzrostu kosztów funkcjonowania całego systemu wsparcia i tym samym wzrostu obciążeń dla odbiorców końcowych.

8) Metan uwalniany z kopalń i gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy, wykorzystywany lokalnie, nie był dotychczas objęty systemem wsparcia. Zaproponowane w projekcie ustawy zmiany pozwolą na objęcie tych paliw gazowych systemem wsparcia w ramach promocji wysokosprawnej kogeneracji. Spowoduje to zwiększenie korzyści zarówno dla wytwórcy tych paliw, jak i też dla środowiska.

9) Uwalnianie zapasów paliw.

– Ustawa – Prawo energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła do utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej ciągłość dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców (art. 10 ust. 1 ustawy). Przepisy ustawy nie przewidują sytuacji, w których zapasy te mogą zostać rozdysponowane. W związku z powyższym niezbędny wydaje się zapis określający, kto i w jakich sytuacjach może uruchomić zapasy paliw, obowiązki informacyjne przedsiębiorstwa energetycznego w tym zakresie oraz termin uzupełnienia wykorzystanych zapasów. Konsekwencją braku wskazanego powyżej zapisu jest to, że każde przedsiębiorstwo uszczuplające zapas, niezależnie od przyczyny, zostaje obligatoryjnie ukarane. Natomiast celem tworzenia takich zapasów jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców. Jeśli zatem zapasy te zostaną wykorzystane w tym celu i uzupełnione zgodnie z postanowieniami ustawy, to takie działanie nie powinno spotkać się z karą.

– Określony w projekcie ustawy termin, w którym zapasy paliw powinny zostać odbudowane, uniemożliwi przedsiębiorstwom zwlekanie z ich uzupełnieniem. Ponadto wskazanie, że w przypadku gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w ustawowym

terminie, Prezes URE może w drodze decyzji wydłużyć termin na ich uzupełnienie, co pozwoli na uelastycznienie regulacji stosownie do okoliczności.

- 10) Gminy w niewielkim stopniu opracowały dotychczas założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, paliwa gazowe i energię elektryczną. W projekcie określono terminy opracowania i aktualizacji przez gminy projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, paliwa gazowe i energię elektryczną. Wprowadzono również opiniowanie przez gminy planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz obowiązek ich uwzględniania przy realizacji zadań gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło, paliwa gazowe i energię elektryczną.
- 11) Obecnie występuje zjawisko polegające na sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców spółce obrotu w ramach jednej grupy rynkowej po cenie znacznie niższej od ceny, jaką ustala się na zewnątrz danej grupy. Prowadzi to do zniżenia przychodów wytwórcy, które z kolei mają wpływ na wysokość rekompensat wypłacanych na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązywaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Względem takich wytwórców, tzn. zintegrowanych pionowo, wprowadza się obowiązek sprzedaży określonej części wytworzonej energii elektrycznej w drodze ograniczonego przetargu lub na giełdach towarowych.

## II. Uzasadnienie szczegółowe

### Art. 1 pkt 1

Wprowadzono w art. 3 PE w pkt 16a – 16d nowe definicje wynikające z art. 2 lit. b – d dyrektywy. Istotą tych definicji jest charakterystyka stanu systemu elektroenergetycznego funkcjonującego w sposób bezpieczny w zakresie dostaw energii w dających się przewidzieć warunkach, w tym:

- bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej – oznacza zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;

- bezpieczeństwo pracy (operacyjne) sieci elektroenergetycznej – oznacza nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w dających się przewidzieć warunkach pracy tej sieci;
- równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię – oznacza zaspakajanie, dającego się przewidzieć, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze.

Wprowadzona w art. 3 pkt 16d PE definicja zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – oznacza stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Dodana definicja zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i w art. 3 pkt 43 PE definicja „jednostki wytwórczej” wiąże się z wprowadzonymi regulacjami dotyczącymi działań w stanie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym uprawnień dla operatora systemu przesyłowego do dysponowania jednostkami wytwórczymi.

W związku z objęciem systemem wsparcia biogazu rolniczego niezbędne stało się wprowadzenie do słowniczka definicji biogazu rolniczego poprzez określenie, iż jest to paliwo gazowe otrzymywane z surowców i produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej.

Wprowadzono nowe brzmienie definicji odbiorcy końcowego. Zgodnie z jej dotychczasowym brzmieniem, odbiorca końcowy to odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek (a więc również wytwórca nabywający energię elektryczną na potrzeby jej produkcji oraz do podtrzymywania procesów produkcyjnych, operator sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w zakresie energii zużywanej na potrzeby działalności operatorskiej czy elektrownie szczytowo-pompowe kupujące energię elektryczną wytworzoną w elektrowniach cieplnych wykorzystywaną do przepompowania wody). Zgodnie natomiast z ustawą z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.) wszyscy odbiorcy końcowi w rozumieniu

art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne obciążeni są obowiązkiem finansowania kosztów osieroconych powstałych w związku z rozwiązaniem kontraktów długoterminowych w energetyce. Nieuzasadnione jest obciążanie opłatą przejściową przedsiębiorstw energetycznych, które zużywają energię w celu zapewnienia właściwego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co z kolei przekłada się na wyższe ceny energii dla odbiorców końcowych. Dodatkowo należy wskazać, że obecnie przed Prezesem URE toczy się postępowanie sporne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Kwestią sporną jest obciążanie wytwórcy, który zużywa energię elektryczną na potrzeby produkcji tej energii, opłatą przejściową. Przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii odmawia uiszczania takiej opłaty, ponieważ odbierana przez to przedsiębiorstwo energia jest wykorzystywana na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

Art. 1 pkt 2

Wprowadzona zmiana polegająca na dodaniu po wyrazach „przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych” wyrazu „lub energii” jest niezbędna z uwagi na treść art. 4 ust. 2, który dotyczy obowiązków przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii i ma na celu doprecyzowanie tego przepisu w zakresie podmiotów, którym te przedsiębiorstwa mają obowiązek świadczenia usług.

Art. 1 pkt 3

Dodane w art. 4j przepisy ust. 2 – 4 powinny służyć likwidacji barier dla odbiorców.

Ochrona odbiorcy i umożliwienie mu realizacji uprawnienia wynikającego z art. 4j PE, tj. zakupu energii elektrycznej od wybranego przez siebie sprzedawcy, wymaga przygotowania odpowiedniej, jednolitej w skali całego kraju, krótkotrwałej i jak najmniej uciążliwej dla odbiorcy procedury zmiany sprzedawcy. Obecnie zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. e PE procedura zmiany sprzedawcy dla energii elektrycznej jest opracowywana i wdrażana przez operatora systemu dystrybucyjnego oraz uwzględniana w części instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, która jest zatwierdzana przez Prezesa URE. Jednocześnie zgodnie z § 13 ust. 5 pkt 2 rozporządzenia z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy. Ten ostatni przepis ma zastosowanie do przedsiębiorstw niebędących



operatorami systemów. W przypadku paliw gazowych brak jest w ustawie regulacji dotyczących uwzględnienia w instrukcjach opracowywanych przez operatorów systemów gazowych procedury zmiany sprzedawcy.

Obecne rozwiązanie stwarza jednak pewne problemy:

1) Prezes URE może jedynie zatwierdzić lub odmówić zatwierdzenia propozycji operatora, nie powinien natomiast wprowadzać własnych rozwiązań, a jednocześnie operatorzy systemów dystrybucyjnych wykazują skłonność do wydłużania procedury zmiany sprzedawcy oraz nakładania na odbiorców dodatkowych, zbędnych obowiązków, czyniąc w ten sposób całą procedurę uciążliwą, co zniechęca odbiorców do zmiany sprzedawcy;

2) Prezes URE zatwierdza jedynie procedurę zmiany sprzedawcy opracowaną przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, co jest konsekwencją faktu, że procedura ta jest zawarta w instrukcji ruchu, natomiast procedura opracowana przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją, niebędące operatorami, nie podlegają kontroli.

W celu uniknięcia powyższych problemów wydaje się uzasadnione określenie zasad i procedury zmiany sprzedawcy w powszechnie obowiązujących przepisach prawnych w ustawie i rozporządzeniach wykonawczych. W ten sposób procedura zmiany sprzedawcy będzie jednolita i będzie wiązała wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, sprzedawców i odbiorców tych paliw lub energii.

Na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii został nałożony obowiązek umożliwienia odbiorcy zmianę sprzedawcy.

Odbiorca końcowy, wypowiadając umowę, nie będzie ponosić z tego tytułu dodatkowych kosztów. Dodatkowo umowa zawarta z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może ulec rozwiązaniu z ostatnim dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie odbiorcy dotarło do przedsiębiorstwa energetycznego.

Zaproponowany w stosunku do odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym krótszy termin rozwiązania umowy podyktowany jest potrzebą zastosowania szczególnej ochrony w stosunku do tych podmiotów ze względu na ich słabszą pozycję w relacjach gospodarczych.

Art. 1 pkt 4

Zmiana w art. 5b ust. 4 ma charakter dostosowujący do zmiany w art. 4j.

## Art. 1 pkt 5

Wprowadzono nowe brzmienie art. 7 ust. 3, zgodnie z którym rozszerzono zakres tego przepisu na nieruchomości i lokale. Powyższa zmiana wynika z faktu, że przyłączenie do sieci w praktyce następuje nie tylko do obiektu, ale również do nieruchomości niezabudowanej oraz do pojedynczego lokalu w budynku.

W związku z faktem „rezerwowania miejsc i mocy przyłączeniowych w systemie elektroenergetycznym” przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej głównie dla nowych farm wiatrowych, wprowadzono art. 7 ust. 8a – 8j.

W obecnym stanie prawnym operatorzy systemu elektroenergetycznego nie mają podstawy do odmowy wydania warunków przyłączenia, jeżeli istnieją warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia do sieci i odbioru, w przypadku spełnienia przez wnioskodawcę wymogów formalnych niezbędnych do wszczęcia procedury określania warunków przyłączenia nawet w sytuacji, gdy wnioskodawca nie jest w stanie udźwignąć konsekwencji finansowych w zakresie wnioskowanych warunków przyłączenia.

Ponieważ operatorzy systemów elektroenergetycznych nie mogą przy wydawaniu warunków przyłączenia zakładać braku realizacji zamierzonej inwestycji, a warunki przyłączenia w świetle obowiązujących odrębnych przepisów są ważne dwa lata od daty ich określenia, w powyższym okresie operatorzy systemu elektroenergetycznego w każdym, kolejnym wydawanych warunkach przyłączenia muszą uwzględniać założenia wynikające z wcześniej określonych warunków. Skutkiem powyższego jest z jednej strony ponoszenie przez każdego następnego wnioskodawcę dodatkowych kosztów, wynikających z wcześniej wydanych warunków przyłączenia, np. konieczność uwzględniania infrastruktury technicznej przystosowanej do wyższych mocy zwarciovych, z drugiej zaś posiadanie przewymiarowanej infrastruktury sieciowej w przypadku, gdy w danym obszarze zostanie zrealizowanych np. część planowanych przyłączy.

Powoduje to ograniczenia w rozwoju i przyłączaniu nowych podmiotów, zwłaszcza odnawialnych źródeł energii, jednostek kogeneracji i innych mniejszych źródeł, w sytuacji braku zdolności dystrybucyjnych i przesyłowych w sieci elektroenergetycznej. Dlatego niezbędne jest wprowadzenie mechanizmów prawnych eliminujących wyżej opisane negatywne zjawiska, którymi są: pobieranie zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej oraz dołączanie do wniosku o przyłączenie wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo w przypadku braku takiego planu – decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we

wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł energii elektrycznej do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

Należy zwrócić uwagę, że mechanizm pobierania „zaliczek” z tytułu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej funkcjonuje już w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych, jednakże kwestia ta wymaga uregulowania w PE dla umożliwienia efektywnego wykorzystania dostępnych mocy przesyłowych w systemie elektroenergetycznym.

Wedle szacunków Polskiej Izby Gospodarczej Energetyki Odnawialnej z 2007 roku ([http://www.pigeo.org.pl/index.php?a=10002&id\\_a=295](http://www.pigeo.org.pl/index.php?a=10002&id_a=295)) koszt instalacji 1 MW elektrowni wiatrowej wynosi ok. 1,5 mln euro, a w przypadku elektrowni węglowej ok. 1 mln euro. Przy zastosowaniu kursu złotówki do euro na poziomie ok. 3,7 powyższa kalkulacja daje kwotę odpowiednio ok. 5,5 mln zł za każdy MW elektrowni wiatrowej oraz 3,7 mln zł za każdy MW elektrowni węglowej. Poziom zaliczki kształtuje się wówczas na poziomie 30 tys. zł za każdy MW. Zakładając, że przyłączana będzie, jak na polskie warunki, duża elektrownia wiatrowa – 100 MW, koszt całkowity budowy takiej elektrowni wyniesie ok. 550 mln zł, zaś zaliczka wymagana na okoliczność przyłączenia takiej inwestycji, ustalona na 30 zł za kW mocy da nam kwotę 3 mln zł. Jak nietrudno obliczyć zaliczka stanowić będzie ok. 0,8 % kosztów związanych z realizacją inwestycji (w przypadku inwestycji w farmę wiatrową) oraz ok. 0,5 % w przypadku inwestycji w elektrownię wiatrową. Zatem z powyższej kalkulacji wynika wprost, że wysokość zaliczki w odniesieniu do całościowych kosztów inwestycji stanowić będzie niewielką wartość, co dla wiarygodnego inwestora nie będzie stanowić przeszkody uniemożliwiającej realizację inwestycji.

Należy ponadto zwrócić uwagę, że pobierana zaliczka w powiązaniu z proponowaną regulacją wynikającą z dodawanego do art. 7 ustawy – Prawo energetyczne ust. 8b, zabezpiecza dodatkowo inwestora przed wygórowaną wysokością ewentualnej zaliczki, co ma szczególne znaczenie w przypadku dużych inwestycji. Dodawany ust. 8b stanowi bowiem, iż wysokość wpłaconej zaliczki nie może przekraczać opłaty przyłączeniowej, a w przypadku zaistnienia takiego zdarzenia, przedsiębiorstwo sieciowe, które ma dokonać przyłączenia, jest zobowiązane zwrócić zaistniałą różnicę wraz z odsetkami ustawowymi liczonymi od dnia jej wpłacenia. Zatem nowa regulacja stanowi de facto zabezpieczenie inwestorów zainteresowanych faktycznie wybudowaniem nowych mocy wytwórczych, (wysokość zaliczki stanowi mniej niż 1 % kosztów inwestycji, jest zaliczana na poczet opłaty przyłączeniowej, przyspiesza proces wydawania warunków przyłączenia).

Dla zobrazowania jak ważne jest wprowadzenie zaliczki, przedstawiono poniżej dane dotyczące planowanych inwestycji w źródła wiatrowe (dane PSE-Operator S.A. wg stanu na dzień 18 listopada 2008 r.):

1) Farmy wiatrowe, dla których uzgodniono/wydano warunki przyłączenia

Zakres mocy P [MW]	P [MW] – sieć 110kV	P [MW] – sieć przesyłowa
$P < 50$	3.416,8	90,0
$50 \leq P < 100$	845,1	0,0
$100 \leq P < 250$	580,0	670,0
$P \geq 250$	0,0	570,0
<b>Suma P [MW]</b>	<b>4.841,9</b>	<b>1.330,0</b>

Suma mocy dla sieci 110 kV i sieci przesyłowej: 6.171,9 MW.

2) Farmy wiatrowe, dla których uzgodniono zakres ekspertyzy

Zakres mocy P [MW]	P [MW] – sieć 110kV	P [MW] – sieć przesyłowa
$P < 50$	16.318,0	78,4
$50 \leq P < 100$	11.656,0	70,0
$100 \leq P < 250$	6.231,0	7.269,0
$P \geq 250$	0,0	5.952,0
<b>Suma P [MW]</b>	<b>34.205,0</b>	<b>13.369,4</b>

Suma mocy dla sieci 110kV i sieci przesyłowej: 47.574,4 MW.

3) Moc zainstalowana farm wiatrowych na obszarze całego kraju wynosi ok. 350 MW (wg stanu na 30.06.2008 r. – źródło Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej [http://www.psew.pl/energetyka\\_wiatrowa.htm](http://www.psew.pl/energetyka_wiatrowa.htm)).

Ponieważ obowiązujące obecnie przepisy umożliwiają każdemu zainteresowanemu występowanie, bez ponoszenia żadnych kosztów, o założenia do ekspertyz oraz warunki przyłączenia, widać z powyższych danych różnicę pomiędzy ilością planowanych mocy wytwórczych będących na etapie wykonywanych ekspertyz, a ilością faktycznie wydanych warunków oraz ilością pracujących mocy wytwórczych. Z powyższych danych wynika

jednoznacznie, że ok. 14 % projektów przewidywanych na etapie wykonywania ekspertyz przekłada się na wydane lub uzgodnione warunki przyłączenia. Z objętych wydanymi lub uzgodnionymi warunkami przyłączenia, w przeliczeniu na moc przyłączeniową, faktycznie pracujących farm wiatrowych szacuje się na moc ok. 50 MW, co stanowi ok. 0,8 % inwestycji zrealizowanych w przeliczeniu na MW mocy objętych warunkami przyłączenia. Zwrócić należy uwagę, że podana powyżej wielkość planowanych mocy farm wiatrowych będących na etapie założeń do ekspertyz wzrosła od 1 czerwca 2008 r. o ok. 10 tys. MW (wg danych PSE-Operator S.A. na dzień 31 maja 2008 r. suma mocy farm wiatrowych, dla których uzgodniono zakres ekspertyzy dla sieci 110kV i sieci przesyłowej, wynosił 36.779,0 MW).

W art. 7 ust. 8e wprowadza się obowiązek sporządzenia ekspertyzy wpływu urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV na system elektroenergetyczny, bowiem jest to niezbędna czynność przy przyłączaniu podmiotów do sieci. W obecnie obowiązującym stanie prawnym obowiązek sporządzenia ekspertyzy występuje w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Jednakże ze względu na wymogi konstytucyjne i zasady techniki prawodawczej obowiązek ten został przeniesiony do aktu prawnego rangi ustawy. Z obowiązku tego zostały zwolnione przyłączane jednostki wytwórcze o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW oraz urządzenia odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Sporządzenie ekspertyzy zapewnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa energetyczne będą mogły zgodnie z prawem pobierać zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie w wysokości określonej w ustawie. Podmioty przyłączające małe źródła energii przyłączane do sieci o napięciu 1 kV i niższym będą zwolnione z tych obowiązków.

Art. 7 ust. 8h stanowi, iż warunki przyłączenia są ważne przez czas oznaczony wynoszący 2 lata od dnia ich wydania. Po upływie tego okresu wydane warunki wygasają.

Art. 7 ust. 8i stanowi, iż w przypadku odmowy wydania warunków lub zawarcia umowy o przyłączenie z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków, przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane niezwłocznie zwrócić pobraną zaliczkę. Prawo energetyczne w art. 7 ust. 8g określa terminy, w których przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do wydania warunków przyłączenia. Wydanie warunków po

upływie terminów, o których mowa w ust. 8g powoduje obowiązek wypłaty odsetek od wniesionej zaliczki liczonych za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków.

Art. 7 ust. 8i pkt 3 przewiduje obowiązek zwrotu pobranej zaliczki wraz z odsetkami w przypadku rozstrzygnięcia sporu na niekorzyść przedsiębiorstwa energetycznego, które wydało zaskarżone warunki, o ile nie nastąpiło przyłączenie.

W art. 7 ust. 8j określono sposób naliczania odsetek wypłacanych podmiotowi składającemu wniosek o wydanie warunków przyłączenia w sytuacjach określonych w ust. 8i.

Wprowadzono również w art. 56 PE możliwość nałożenia kary pieniężnej przez Prezesa URE za niedotrzymanie terminu wydania warunków przyłączenia do sieci, której minimalna wysokość wynikać będzie z ustawy. Służyć to powinno dotrzymany terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Wprowadzenie w art. 7 PE wymagań publikowania przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji o podmiotach przyłączanych do sieci elektroenergetycznej oraz o zdolnościach przesyłowych i dostępnych mocach przyłączeniowych w sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV i wyższym służyć powinno przejrzystości działalności w zakresie świadczenia usług przyłączeniowych i przesyłowych.

Nadanie nowego brzmienia ust. 9 nie spowoduje negatywnych skutków dla podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci, ponieważ na mocy art. 8 ust. 1 tej ustawy przysługuje im uprawnienie do wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (niezależnie od przyczyny tego sporu). Dotychczasowe regulacje powodowały, że w jednej sprawie dotyczącej odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były jednocześnie dwa postępowania administracyjne: jedno – w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy przyłączenia do sieci z art. 8 ust. 1 PE; drugie – w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń z art. 7 ust. 9 tej ustawy, przy niejasno określonej w ustawie procedurze prowadzenia postępowania w sprawach z art. 7 ust. 9 i konkurencyjności ww. postępowań w przedmiocie istnienia publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Zaproponowane nowe brzmienie art. 7 ust. 9 PE pozwoli na pełniejsze zrealizowanie zasady ekonomiki postępowania wyrażonej w art. 12 Kodeksu postępowania administracyjnego oraz zmniejszy dla przedsiębiorstw energetycznych uciążliwość związaną z koniecznością przygotowywania w każdej sprawie znacznej liczby dokumentów i wyjaśnień. Jednocześnie dotychczasowe regulacje powodowały de facto pogorszenie sytuacji podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci, bowiem przed zakończeniem postępowania administracyjnego z art. 7

ust. 9 PE (trwającego od kilku do kilkunastu miesięcy) brak było podstaw prawnych do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przy zastosowaniu wyższej opłaty za przyłączenie do sieci niż określona na podstawie obowiązującej taryfy danego przedsiębiorstwa, mimo że podmiot zainteresowany przyłączeniem do sieci akceptował konieczność wniesienia wyższej opłaty. Za potrzebą nowelizacji przemawia także okoliczność, że tylko w jednostkowych sprawach są zgłaszane przez Prezesa URE zastrzeżenia do odmów przyłączenia do sieci. Powyższa propozycja nie zwalnia przedsiębiorstw z obowiązku, określonego w art. 7 ust. 1 PE, tj. powiadamiania m.in. Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci, co służy realizacji przez Prezesa URE zadania określonego w art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. c tej ustawy.

#### Art. 1 pkt 6

Dodanie w art. 9 ust. 4 pkt 14 wynika z konieczności określenia w rozporządzeniu wykonawczym informacji, które operator systemu przesyłowego zobowiązany jest publikować w celu umożliwienia uczestnikom rynku energii dostępu do niezbędnych danych. Z przepisem tym koreluje nowe brzmienie art. 9c ust. 2 pkt 12, nakładające na operatora obowiązek dostarczania użytkownikom sieci informacji w szerszym niż dotychczas zakresie.

Zmiana w art. 9 ust. 6 wiąże się ze zmianą w art. 9h ust. 2, zgodnie z którą na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zaproponowane nowe brzmienie ust. 6 wynika również z potrzeby dostosowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne do możliwości technicznych systemu elektroenergetycznego w Polsce, gdzie podmiotem bilansującym jest operator systemu przesyłowego i tylko on może prowadzić rynek bilansujący. Stawki opłat przesyłowych wyliczane są na podstawie kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego, istnieje zatem potrzeba uwzględnienia takich kosztów w taryfie operatora systemu przesyłowego.

#### Art. 1 pkt 7

Zmiana art. 9a ust. 1 i ust. 2 podyktowana jest potrzebą skorelowania funkcjonującego systemu wsparcia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii z systemem promocji biogazu rolniczego.

Zmiana w art. 9a ust. 5 PE ma charakter porządkowy w celu zapewnienia zgodności z ustawą – Prawo ochrony środowiska, gdzie w art. 401 mowa jest o „przychodach”, a nie „dochodach”.

Zmianę w art. 9a ust. 6 PE wprowadzono w związku z powstającymi w praktyce wątpliwościami dotyczącymi kwestii podmiotu zobowiązanego do zakupu energii wytworzonej w źródle odnawialnym przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej. Zmiana ta doprecyzowuje przepis art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne poprzez jasne sformułowanie zakresu obowiązku sprzedawcy z urzędu dotyczącego obszaru jego działania, obejmującego odnawialne źródła energii przyłączone do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej.

Zmiany w zapisach art. 9a ust. 8a – 8c PE, w szczególności wprowadzające jednostkową opłatę zastępczą Ozm, mają na celu wsparcie energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach spalających paliwa gazowe w postaci metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gaz palny uzyskiwany z przetwarzania biomasy.

Wyodrębnienie wsparcia tych paliw gazowych wynika z jednej strony z konieczności unikania niekorzystnych konsekwencji dla środowiska wypuszczania tych paliw gazowych do atmosfery lub ich wykorzystywania w sposób mniej efektywny w kotłowniach i ciepłowniach, z drugiej natomiast z odmienności technologii oraz kosztów paliwa w porównaniu z jednostkami opalanymi gazem ziemnym lub węglem.

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce stymulowany jest w sposób znaczący przez bardzo korzystną sytuację prawną. Stworzenie takiej samej sytuacji źródłom opartym o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz o gaz palny uzyskiwany z przetwarzania biomasy pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa pracowników w kopalniach węgla kamiennego, jak również na potencjalne uniknięcie emisji ok. 340 mln m<sup>3</sup> metanu do atmosfery rocznie, a także stymulować będzie rozwój wykorzystania tych właśnie paliw zużywanych bezpośrednio w miejscu ich pozyskania do wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji.

W polskim górnictwie węgla kamiennego wyprowadzanych jest rocznie na powierzchnię około 810 mln m<sup>3</sup> metanu, w tym około 560 mln m<sup>3</sup> na drodze wentylacyjnej oraz około 250 mln m<sup>3</sup> poprzez instalacje odmetanowania kopalń. Metan usunięty z wyrobisk górniczych na drodze wentylacyjnej jest w całości wypuszczany do atmosfery.

Aktualnie sprawa ujęcia i wykorzystania metanu stanowi poważny problem, zarówno ze względu na bezpieczeństwo pracy w kopalniach węgla kamiennego, jak i ze względu na



ochronę środowiska. Metan jest gazem cieplarnianym, którego potencjał cieplarniany jest 21 razy większy niż dwutlenku węgla. Przedsiębiorstwa górnicze podejmują wysiłki techniczne i ekonomiczne dla zwiększenia wykorzystania uwalnianego i ujmowanego metanu. Realizowane w tym względzie inwestycje są jednak kapitałochłonne, co skutkuje ograniczonym stopniem gospodarczego wykorzystania metanu ujętego w stacjach odmetanowania kopalń (ok. 60 %) oraz usuniętego z wyrobisk górniczych na drodze wentylacyjnej – zaledwie 20 % gospodarczego wykorzystania.

Uzupełnione zapisy art. 9a ust. 8a wprowadzają zakres jednostkowej opłaty zastępczej dla źródeł opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazem palnym uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, na poziomie od 30 % do 120 % średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b PE.

Podana przez Prezesa URE wartość ww. ceny, stanowiąca podstawę do ustalania jednostkowych opłat zastępczych na rok 2009, wyniosła 128,8 zł/MWh. Wyznaczona wartość opłaty zastępczej Ozm powinna więc zawierać się w przedziale od 38,6 zł/MWh do 154,6 zł/MWh. Przyjmując możliwość uzyskania ze sprzedaży świadectw pochodzenia wpływów odpowiadających poziomowi opłaty zastępczej i sumując je z przytoczoną średnią ceną na rynku konkurencyjnym, można określić szacunkowy przychód z tytułu wytworzenia i sprzedania 1 MWh energii elektrycznej z omawianych źródeł na 167,4 zł/MWh – 283,6 zł/MWh. Prognozowany średni koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej z metanu pochodzącego z odmetanowania kopalń (nieuwzględniający kosztu odmetanowania) wyniesie w 2009 r. 262,4 zł. Według przedstawionych danych, zaproponowany przedział wartości jednostkowej opłaty zastępczej Ozm odpowiada kosztom produkcji w źródłach, których dotyczy, zapewniając jednocześnie Prezesowi URE dostateczny zakres elastyczności w kolejnych latach w przypadku zmian cen energii elektrycznej lub kosztów jej wytwarzania.

W odniesieniu do gazu palnego uzyskiwanego z przetwarzania biomasy przygotowany jest w Ministerstwie Gospodarki Program Innowacyjna Energetyka – Rolnictwo Energetyczne, który zakłada, iż w każdej polskiej gminie do 2020 r. powstanie biogazownia wykorzystująca biomasa pochodzenia rolniczego. Oznacza to lokalne wykorzystanie biomasy w ramach tzw. generacji rozproszonej, w małych, wysokosprawnych jednostkach kogeneracyjnych, co pozwoli na uzyskanie łącznej mocy instalacji biogazowych rzędu przynajmniej 2 000 MW.

W przełożeniu na bezpieczeństwo energetyczne i cele biznesowe istotą przytoczonego programu jest wykorzystanie przez Polskę w 2020 r. pod uprawy energetyczne około 2 mln hektarów ekwiwalentnych (1,4 mln na własne potrzeby i 0,6 mln z przeznaczeniem na eksport zielonych certyfikatów do UE). Odpowiada temu roczna produkcja biogazu wynosząca w przeliczeniu na czysty biometan około 16 mld m<sup>3</sup>. Inaczej, jest to energia pierwotna w ilości około 160 TWh, a na rynku energii końcowej około 130 TWh.

Wprowadzenie zaproponowanego mechanizmu wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych oraz gaz palny uzyskiwany z przetwarzania biomasy, łącznie z innymi mechanizmami przewidzianymi w ww. programie, ma na celu wzrost udziału energii elektrycznej z tych źródeł w bilansie energetycznym kraju, co stanowi istotny element zrównoważonego rozwoju, prowadzący do poprawy bezpieczeństwa energetycznego i stanu środowiska. Wsparcie stanowi rozwiązanie, które powinno być korzystne dla inwestorów i dać istotny impuls dla nowych inwestycji.

Jednocześnie nałożenie na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki obowiązku ustalania jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę dodatkowo poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych oraz gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy, pozwoli na możliwie najlepsze dostosowanie bieżącego poziomu przedmiotowego wsparcia zarówno do sytuacji na rynku energii, jak również wskazanego do zagospodarowania potencjału wymienionych paliw gazowych.

Wprowadzono w art. 9a ust. 8f i art. 9e ust. 2 pkt 5 rozwiązania mające na celu wyłączenia wsparcia udzielanego dla energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w stosunku do energii elektrycznej wytwarzanej z wykorzystaniem biogazu rolniczego, dla którego wydano świadectwa pochodzenia biogazu.

Zmiana w art. 9a ust. 10 pkt 5 uzupełnia zakres ustanowionej art. 9a ust. 10 delegacji o wielkość i sposób obliczania udziałów ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 – 2.

Art. 1 pkt 8

Zmiany w art. 9c ust. 2 – 3 PE dotyczą uzupełnienia i doprecyzowania zakresu zadań i obowiązków operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie:

- 1) opracowywania prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym,
- 2) określania potrzeb rozwoju sieci przesyłowych elektroenergetycznych i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł energii elektrycznej,
- 3) współpracy operatorów w celu skoordynowania rozwoju i utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) skoordynowanej sieci 110 kV,
- 4) utrzymywania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej, w tym rezerw eksploatacyjnych zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych,
- 5) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz informację o sprzedawcy z urzędu dla energii elektrycznej,
- 6) opracowywania planów rozwoju.

Zmiana w art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f PE, poprzez wprowadzony obowiązek publikowania listy sprzedawców przez operatora systemu dystrybucyjnego, z którym zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji oraz o sprzedawcy z urzędu, powinna ułatwić wybór nowego sprzedawcy w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy lub podjęcia decyzji o jego zmianie.

Dodano także przepisy ust. 9a i 9b PE, które służą zbieraniu i przekazywaniu ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacji niezbędnych dla sporządzenia sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o którym mowa w art. 15b ust. 3 PE.

Zmiany te służą wdrożeniu dyrektywy w zakresie doprecyzowania podziału odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i bezpieczeństwo operacyjne sieci przez operatorów systemu (art. 3 ust. 1, art. 4 ust. 1 lit. c, art. 5 dyrektywy).

Powinny one pozwolić także na poprawę koordynacji współpracy w zakresie określania potrzeb i rozwoju krajowej sieci elektroenergetycznej przesyłowej i koordynowanej sieci 110kV oraz połączeń międzysystemowych.

Zmiany art. 9c ust. 2 PE precyzują bliżej wymagane zadania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego dla zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej, wynikające z art. 4 ust. 1 lit. d dyrektywy. Art. 9c ust 2 i 3 PE określa wymagania udostępniania i wymiany niezbędnych informacji dla realizacji obowiązków w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej, co wynika z art. 4 ust. 1 lit. e dyrektywy.

Art. 1 pkt 9

Nadanie nowego brzmienia art. 9d ust. 1 pkt 1 ma na celu doprecyzowanie powyższego przepisu z uwagi na treść art. 3 pkt 12a PE.

Zmiana w art. 9d PE mówiącym o tym, że operatorzy nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną, w tym także na podstawie umowy, na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych, ma na celu ostateczne wyeliminowanie istniejących w niektórych przedsiębiorstwach energetycznych wątpliwości interpretacyjnych oraz zapewnienie rzeczywistej niezależności operatorów systemów, poprzez wyeliminowanie możliwości prowadzenia działalności w zakresie obrotu i wytwarzania w formule pełnomocnictwa. Rzeczywista niezależność jest bowiem niezbędnym warunkiem realizacji założeń wynikających z dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, str. 22, z późn. zm.) – vide art. 15 ust. 2 tej dyrektywy, oraz dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, str. 230) – vide art. 13 ust. 2 tej dyrektywy.

Zmiana w ust. 4 oraz dodanie ust. 4a – 4b wynika z faktu, że obowiązujące przepisy nie regulują precyzyjnie kwestii związanych z wdrażaniem programów określających przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Z dotychczasowej praktyki wynika, że operatorzy systemów formalnie wypełniają obowiązek opracowania programów zgodności, jednak nie realizują określonych przez siebie zadań, co wynika z przedstawianych przez operatorów sprawozdań. Istniejący dotychczas obowiązek w zakresie przedkładania jedynie Prezesowi URE sprawozdań zawierających opisy podjętych działań, bez jednoczesnego wyposażenia

regulatora w narzędzia pozwalające na wyegzekwowanie realizacji działań w nim określonych było nieskuteczne i nie wpływało na rozwój konkurencji na rynku energetycznym. Zgodnie z nowymi rozwiązaniami program ten zatwierdzany będzie przez Prezesa URE w formie decyzji administracyjnej. Konsekwencją przyjętych rozwiązań powinno być zwiększenie transparentności rynku i ułatwienie w zakresie zmiany sprzedawcy.

Dodanie w art. 9d ust. 8 powoduje wzmocnienie kompetencji Prezesa URE w celu skutecznego nadzoru nad faktyczną realizacją restrukturyzacji ukierunkowanej na uzyskanie pełnej niezależności operatorów będących w strukturze przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

Art. 1 pkt 10

Dodanie w art. 9e ust. 1 i ust. 4 pkt 5 podyktowane jest rozbieżnościami interpretacyjnymi związanymi z możliwością łączenia świadectw pochodzenia. Zaproponowane przepisy wprost dopuszczają możliwość łączenia świadectw.

Art. 1 pkt 11

Zmiana art. 9g PE dotycząca instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej elektroenergetycznej opracowywanej przez operatorów systemów wynika z doświadczeń użytkowników systemu elektroenergetycznego oraz Prezesa URE związanych z rozstrzygnięciem sporów dotyczących ustalania treści umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, które w szczególności dotyczą części instrukcji, która nie podlega zatwierdzeniu.

Warunki i procedury zawarte w instrukcji wpływają, w różnym stopniu, na warunki korzystania z systemu elektroenergetycznego przez jego użytkowników. Z tego względu proponuje się wprowadzenie obowiązku zatwierdzania całej instrukcji sieci elektroenergetycznej przez Prezesa URE.

Art. 4 ust. 1 lit. b dyrektywy wskazuje, że państwa członkowskie mogą wymagać, aby operatorzy systemów przesyłowych przedstawiali zasady oraz obowiązki w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej do zatwierdzenia właściwym organom.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Elektroenergetycznych określa szczegółowe warunki korzystania z tej sieci, w tym kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania (operacyjnego) sieci elektroenergetycznej.

Przepisy art. 4 ust. 1 lit. a dyrektywy stanowią, że zasady oraz obowiązki w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej operatorzy systemów przesyłowych konsultują z zainteresowanymi uczestnikami rynku energii. Obowiązujący obecnie system konsultacji (art. 9g ust. 2 PE) i propozycja przedkładania całej instrukcji do zatwierdzenia Prezesowi URE zapewnia realizację dyrektywy.

Przepis art. 9g uzupełniono o obowiązek operatora systemu elektroenergetycznego publikacji raportu z procesu konsultacji zmian instrukcji w celu umożliwienia użytkownikom systemu weryfikację zakresu i sposobu uwzględnienia lub powodów nieuwzględnienia zgłoszonych przez nich uwag w projekcie instrukcji przedłożonej do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Ponadto dla zwiększenia roli i odpowiedzialności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej wprowadzono w art. 9g w ust. 4 PE dodatkowe zakresy instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej, która powinna określać warunki współpracy operatorów systemów elektroenergetycznych dotyczące niezbędnego układu połączeń sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych, zakresu, sposobu oraz harmonogramu przekazywania informacji.

W dodanym w art. 9g ust. 4 pkt 7 – 9 PE, przepisy realizują wymagania dyrektywy określania przez operatorów systemów elektroenergetycznych w instrukcji:

- wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania;
- wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczną pracę sieci elektroenergetycznej;
- niezbędnych wielkości rezerw eksploatacyjnych zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych.

Określenie tych wymagań i parametrów systemu elektroenergetycznego w instrukcji pozwoli na zwiększenie roli i odpowiedzialności wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego i regulatora za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Przepisy te realizują wymagania wynikające z art. 4 ust. 1 lit. a i lit. d dyrektywy.

Dodany w art. 9g ust. 6a zawiera wytyczne dla kształtowania rozwiązań w instrukcji w zakresie bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi, które powinny umożliwiać rozwój rynku energii elektrycznej, a tym samym poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wytyczne te wskazują na potrzebę zapewnienia warunków dla

wprowadzenia rynku dnia bieżącego służącemu optymalnemu wykorzystaniu systemu elektroenergetycznego i jego rozwojowi.

Zmiany w ust. 7 – 9 wdrażają art. 5 i 6 dyrektywy nakładające na państwa członkowskie obowiązek podejmowania właściwych środków w celu utrzymania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię a dostępnością mocy wytwórczych oraz wspierania ustanowienia ram rynku hurtowego, zapewniających odpowiednie sygnały cenowe w odniesieniu do lokalizacji wytwarzania i zużycia energii elektrycznej i odpowiedniego rozwoju sieci. Takie sygnały powinny dawać głównie taryfy operatorów systemów elektroenergetycznych oraz zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Instrukcja dla sieci elektroenergetycznej będzie w całości zatwierdzana przez Prezesa URE i podobnie jak taryfa będzie częścią umowy, która nie będzie podlegała negocjowaniu z użytkownikiem systemu. Udział użytkowników w kształtowaniu instrukcji jest zapewniony poprzez konsultacje projektu instrukcji i przedstawianie Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji wraz z wykazem uwag zgłoszonych w trakcie konsultacji.

Dlatego też proponuje się w zmianie do art. 9g PE, aby cała instrukcja opracowywana dla systemu elektroenergetycznego podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Wzmocni to również rolę Prezesa URE w kształtowaniu warunków niezbędnych dla rozwoju rynku energii. Również dla tych samych celów przyjęto dla operatorów systemów gazowych zatwierdzanie całej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci gazowej.

W dodanym w art. 9g ust. 12 PE zawarto obowiązek stosowania się przez podmioty przyłączone do sieci do wymagań zatwierdzonej przez Prezesa URE instrukcji dla danej sieci gazowej lub elektroenergetycznej. Wprowadzenie tego przepisu wskazuje jednoznacznie na charakter zatwierdzonej przez Prezesa URE instrukcji, która wdraża art. 4 ust. 1 lit. c i d dyrektywy nakładający na operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników tego systemu obowiązki stosowania się do instrukcji zawierającej minimalne wymagania i zasady w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej.

Art. 9c ust. 2 i art. 9g ust. 4 pkt 8 PE wdraża art. 4 ust. 2 dyrektywy w zakresie wymagań określania i realizacji przez operatorów systemów elektroenergetycznych wskaźników w zakresie jakości dostaw energii elektrycznej i bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. Wymaganie dyrektywy zatwierdzania tych celów przez właściwe organy państw członkowskich będzie miało miejsce wraz z zatwierdzeniem instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 PE. Monitorowanie osiągnięcia założonych wskaźników będzie realizowane

przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. g, w ramach monitorowania wypełniania przez operatorów systemów ich zadań, a także w trakcie zatwierdzania instrukcji dla sieci elektroenergetycznej.

Zgodnie z art. 3 pkt 28 ustawy – Prawo energetyczne operator systemu połączonego to przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające systemami połączonymi gazowymi albo systemami połączonymi elektroenergetycznymi, w tym systemem przesyłowymi i dystrybucyjnymi, albo systemami przesyłowymi, dystrybucyjnymi, magazynowania lub skraplania gazu ziemnego. W związku z powyższym operator systemu połączonego, jako operator zarówno systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego, ma obowiązek przygotowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

Art. 1 pkt 12

Nowa redakcja art. 9h PE polega na wprowadzeniu zapisów, zgodnie z którymi właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego zwraca się do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o wyznaczenie w drodze decyzji operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego.

Prezes URE, wyznaczając operatorów systemów, będzie brał także pod uwagę efektywność ekonomiczną, skuteczność zarządzania systemami gazowymi czy elektroenergetycznymi, bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz spełnienie warunków i kryteriów niezależności operatorów tych systemów, o których mowa w art. 9d ust. 1 i 2 PE.

Prezes URE na podstawie art. 9h będzie mógł odmówić wyznaczenia na operatora systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwa energetycznego, jeżeli on nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi oraz nie gwarantuje, że w dłuższym okresie czasu będzie w stanie zapewnić funkcjonowanie sieci odpowiednio do wymagań ustawy.

W przypadku gdy właściciel sieci lub instalacji nie złoży wniosku o wyznaczenie operatora lub Prezes URE odmówi wyznaczenia operatora określonego we wniosku składanym przez właściciela sieci, Prezes URE będzie mógł wyznaczyć z urzędu operatora systemu lub określić warunki realizacji kryteriów jego niezależności niezbędne do realizowania zadań operatora w odniesieniu do tej sieci lub instalacji. Celem tych regulacji jest zapewnienie realizacji zadań operatorów systemów zgodnie z ustawą, a zwłaszcza zapewnienia



wyznaczenia operatorów systemu dla wszystkich sieci i instalacji oraz zapewnienia im niezależności, co ma zasadnicze znaczenie dla rozwoju konkurencji i bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej. Ponadto przepis ten wdraża art. 7 dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE.

Dla krajowego systemu gazowego i elektroenergetycznego na terytorium RP w art. 9h PE proponuje się wyznaczać jednego operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego odpowiednio gazowego lub elektroenergetycznego. Wprowadzenie wyłączności na terenie Polski wykonywania działalności operatora systemu przesyłowego lub systemu połączonego zapewni optymalizację rozwoju krajowego systemu gazowego i elektroenergetycznego, a w szczególności sieci przesyłowej i koordynowanej sieci elektroenergetycznej 110 kV. Służyć to powinno zapewnieniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej w Polsce. W Polsce praktycznie działa obecnie jeden operator systemu przesyłowego gazowego i elektroenergetycznego. Zgodnie z art. 9k PE operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa, co przemawia za ograniczeniem liczby OSP dla systemu gazowego i elektroenergetycznego w przyszłości.

#### Art. 1 pkt 13

Zmiana w art. 9i ust. 3 pkt 2 ma charakter porządkowy i związana jest z istotą instytucji sprzedawcy z urzędu jako podmiotu prowadzącego działalność jedynie na terytorium kraju.

Zmiana w art. 9i ust. 10 polega na określeniu kryteriów, jakimi kierować się ma Prezes URE przy wyznaczaniu z urzędu sprzedawcy z urzędu, w przypadku gdy sprzedawca ten nie został wyłoniony w drodze przetargu. W decyzji o wyznaczeniu Prezes URE określi obszar, na którym sprzedawca z urzędu będzie wykonywał działalność gospodarczą.

#### Art. 1 pkt 14

Art. 9j ust. 1 nakłada na wytwórców energii elektrycznej obowiązki w zakresie wytwarzania lub pozostawiania w gotowości do wytwarzania, jeżeli jest to konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Obowiązki te rozszerzono o utrzymywanie przez wytwórców rezerw eksploatacyjnych mocy wytwórczych lub zapewnienia innych usług systemowych w wysokości i sposób określony w umowie zawartej z OSP. Do usług systemowych zapewniających prawidłowe funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego należą np. usługi regulacji napięcia i mocy biernej, pracy w przeciążeniu lub zaniżeniu, gotowości do obrony i odbudowy KSE lub samostartu bez zasilania z zewnątrz. Obowiązki te

obejmują również utrzymywanie zdolności wytwórczych w ilości i jakości wynikających z zawartych umów sprzedaży i o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, a także współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego.

Obowiązki dla wytwórców utrzymywania zdolności źródeł energii elektrycznej do dostarczania energii elektrycznej mają na celu zachowanie wymagań jakościowych i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej.

Art. 9j ust. 2 i 3 PE doprecyzowuje zasady i zakres wydawania dyspozycji przez OSP użytkownikom systemu. Brak tych regulacji powoduje, że użytkownicy systemu elektroenergetycznego kwestionują wykonywanie dyspozycji OSP. Zagroza to bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej i utrudnia sprawną likwidację zaistniałych zagrożeń w systemie elektroenergetycznym. Za brak przestrzegania dyspozycji OSP zagrażającego bezpieczeństwu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1 i 17.

Przepis art. 9j ust. 2 i 3 PE daje OSP prawną podstawę wydawania dyspozycji wytwórcom, operatorom systemów dystrybucyjnych i odbiorcom energii, dotyczących dostaw i poboru energii elektrycznej z sieci przesyłowej oraz koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z przyjętymi procedurami i kryteriami określonymi w przepisach, instrukcji i umowach, w tym w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. OSP może wydawać dyspozycje w sposób bezpośredni jedynie jednostkom wytwórczym podlegającym centralnemu dysponowaniu oraz przez wydanie polecenia OSD odnośnie jednostek wytwórczych podlegających centralnemu koordynowaniu, wymienionych w art. 9c ust. 2 pkt 6 PE i określonych w przepisach wykonawczych na podstawie art. 9 ust. 3 pkt 8 PE.

Odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, które są również podstawą do wydawania dyspozycji, o których mowa w art. 9j ust. 2 PE, powinna również wynikać, zgodnie z art. 5 ust. 1 pkt 2 PE, z umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 PE określają ponadto warunki współpracy i zasady przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemu elektroenergetycznego i użytkownikami systemu w zakresie dysponowania mocą jednostek wytwórczych i postępowania w sytuacjach awaryjnych.

Przepisy art. 9j ust. 4 i 5 nakładają obowiązki na wytwórców energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6, uzgadniania z

operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego planowanych postojów związanych z remontem tych jednostek oraz zgłaszania operatorowi i Prezesowi URE niezwłocznie o ograniczeniach możliwości wytwarzania energii elektrycznej lub ubytkach mocy osiągalnej tych jednostek w stosunku do możliwości wytwarzania wynikających z ich aktualnego stanu technicznego. Regulacje te mają na celu zapewnienie bieżącej informacji o zdolnościach wytwórczych w systemie elektroenergetycznym i umożliwieniu wcześniejszego zapobiegania powstawaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

#### Art. 1 pkt 15

Zmiany w zapisach w art. 91 ust. 1 pkt 1a PE mają na celu wprowadzenie do funkcjonującego systemu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, świadectwa pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazem palnym uzyskiwanym z przetwarzania biomasy. Dodanie odrębnego świadectwa pochodzenia dla energii wytworzonej w przywołanych źródłach wynika z konieczności precyzyjnego skierowania systemu wsparcia opisanego w uzasadnieniu art. 1 pkt 8.

Zmiany w art. 91 ust. 2 pkt 3 i w ust. 4 pkt 3 usuwają, poprzez doprecyzowanie zawartości wniosku i świadectwa pochodzenia z kogeneracji, dostrzeżone w praktyce rozbieżności interpretacyjne w obowiązujących przepisach w tym zakresie.

#### Art. 1 pkt 16

Zaproponowane w projekcie rozwiązania mają na celu stworzenie niezbędnych mechanizmów wsparcia dla inwestycji w biogazownie rolnicze. Rozwój biogazowni rolniczych będzie jednym z istotnych elementów wypełnienia zobowiązań wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego, będącego realizacją konkluzji Rady Europejskiej z marca 2007 r. Zakłada on zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energii finalnej Unii Europejskiej do 20 % w 2020 r. (w przypadku Polski udział ten ma wynosić 15 %).

Według przeprowadzonych analiz określony dla Polski cel dotyczący udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energii finalnej jest bardzo ambitny, ale w pełni realny do wykonania. Mając powyższe na uwadze, w Ministerstwie Gospodarki tworzony jest obecnie Program Innowacyjna Energetyka – Rolnictwo Energetyczne, który zakłada wykorzystanie potencjału energetycznego zawartego w biomasie pochodzenia rolniczego. Przewiduje się, że

w wyniku realizacji Programu do 2020 r. powstanie w Polsce około 2000 biogazowni, a łączna moc zainstalowana w biogazowniach wyniesie od 2 000 do 3 000 MWe. Warto zaznaczyć, iż w przygotowywanym obecnie w Ministerstwie Gospodarki dokumencie – „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, znalazł się zapis mówiący o potrzebie wdrożenia programu budowy biogazowni rolniczych, przy założeniu powstania do 2020 r. średnio jednej biogazowni w każdej gminie.

Zasadniczym elementem Programu jest stworzenie optymalnych warunków dla funkcjonowania biogazowni rolniczych w Polsce oraz umożliwienie współfinansowania tego typu instalacji ze środków publicznych. Program bazuje na szerokiej współpracy pozarządowych środowisk branży energetycznej w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz centralnej administracji publicznej. Zakłada się, że przyjęcie dokumentu przez Radę Ministrów nastąpi w I połowie 2009 r.

Jednocześnie z uwagi na pozytywne doświadczenie w funkcjonowaniu dotychczasowego systemu wsparcia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, skorelowano projektowany system wsparcia biogazu z systemem świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE (tzw. zielonych certyfikatów), co w efekcie przy niezmiennym zakresie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej powinno prowadzić do obniżenia cen tych świadectw, a co za tym idzie obniżenia ceny energii elektrycznej.

Szansą na rozwój wykorzystania biogazu w Polsce jest bez wątpienia duży potencjał energetyczny krajowego rolnictwa. Według badań Instytutu Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa (IBMER), realnie dostępny potencjał surowcowy produkcji biogazu, zawarty w produktach ubocznych rolnictwa i pozostałościach przemysłu rolno-spożywczego, wynosi odpowiednio:

- 1) z produktów ubocznych produkcji rolnej – około 1540 mln m<sup>3</sup>,
- 2) z produktów ubocznych przetwórstwa rolno-spożywczego – około 100 mln m<sup>3</sup>.

Łącznie, według IBMER, z ww. surowców można wytworzyć około 1700 mln m<sup>3</sup> biogazu rocznie. W Polsce zużywa się rocznie około 14.000 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, w tym odbiorcy indywidualni z terenów wiejskich wykorzystują około 500 mln m<sup>3</sup> tego gazu. Szacowana ilość biogazu po oczyszczeniu mogłaby pokryć około 10 % zapotrzebowania kraju na gaz.

Wymaga również zaznaczenia, iż zwiększenie wykorzystania biogazu rolniczego powstałego z produktów ubocznych rolnictwa, płynnych i stałych odchodów zwierzęcych oraz

pozostałości przemysłu rolno-spożywczego przyczyni się do wzrostu dochodów rolników poprzez wykorzystanie niezagospodarowanych dotychczas odpadów.

Wykorzystanie ww. odpadów do produkcji biogazu rolniczego (które w dużej części zamiast zagospodarowania poddaje się procesowi składowania na terenie gospodarstwa, często niezgodnie z wymogami dotyczącymi ich składowania), chroni środowisko naturalne przed zanieczyszczeniem. W procesach powstawania biogazu wykorzystywane są substraty, które w innych warunkach nie znalazłyby zastosowania oraz stwarzałyby problemy z ich utylizacją lub mogły stanowić zagrożenie dla środowiska podczas składowania (gnojowica czy gnojówka). Wykorzystywanie ich do produkcji biogazu rolniczego rozwiązuje problem odpadów organicznych, jednocześnie pozwala na pozyskanie znacznych ilości wysokiej jakości przyjaznych dla środowiska nawozów organicznych możliwych do zastosowania lokalnie w formie pozostałości pofermentacyjnych substratu pochodzenia rolniczego oraz w formie granulatu, co stwarza możliwość transportu do odbiorców zlokalizowanych w znacznej odległości od miejsca wytworzenia.

Ponadto produkcja biogazu rolniczego przyczynia się do ograniczenia emisji do atmosfery gazów cieplarnianych takich jak metan, podtlenek azotu oraz dwutlenek węgla, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia wypełnienia zobowiązań międzynarodowych w zakresie ochrony atmosfery (Protokół z Kioto).

Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE), w tym biogazowni, mimo że jest postrzegany głównie jako działanie zmniejszające obciążenie środowiska, wywiera również wpływ na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego. Wymaga przy tym zaznaczenia, że rozwój energetyki odnawialnej opierać się będzie przede wszystkim na generacji rozproszonej, która jednocześnie przyczynia się do zmniejszenia problemów związanych z przesyłem energii, a tym samym istotnie poprawia bezpieczeństwo energetyczne. Oparcie znaczącej części dostaw gazu oraz energii elektrycznej na wielu lokalnych wytwórniach biogazu stworzy możliwość dostawy biogazu o jakości gazu ziemnego dla wielu mieszkańców wsi i miasteczek. Działanie takie umożliwi dostarczenie energii zawartej w gazie rolniczym odbiorcom na obszarach niezgazyfikowanych lub zgazyfikowanych w niewielkim stopniu (obszary, gdzie występuje brak sieci przesyłowych). Ponadto doświadczenia wynikające z przerw w dostawie gazu ziemnego z krajów trzecich (kryzys gazowy ze stycznia 2009 r.) powinny mieć istotny wpływ na decyzje umożliwiające uniezależnienie się od dostaw gazu w zakresie wynikającym z posiadanego potencjału.

Podjęcie działań ułatwiających budowę biogazowni rolniczych to inicjatywa rozwiązująca wiele problemów dotyczących środowiska, energetyki i rolnictwa. Doświadczenia innych krajów wskazują, że instalacje biogazowe, zasilane przede wszystkim surowcami pochodzenia rolniczego, mogą wpisać się nie tylko w lokalną, ale także unijną politykę energetyczną. Wymaga to stworzenia przyjaznych regulacji prawnych oraz wdrożenia niezbędnych bodźców ekonomicznych, a podejmowane działania muszą uzyskać powszechną akceptację. Osiągnięcie w Polsce efektów porównywalnych do poziomu krajów będących liderami w wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii wymaga podjęcia działań legislacyjnych, promocyjnych i edukacyjnych. W związku z powyższym w przygotowanym projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie innych ustaw wprowadzono przepisy mające na celu stworzenie możliwości wprowadzenia biogazu do sieci przedsiębiorstw zajmujących się przesyłem lub dystrybucją paliw gazowych. W przedmiotowym projekcie ustawy zawarto instrument wsparcia w postaci skorelowania systemu promocji biogazu rolniczego z funkcjonującym systemem świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE, który z pewnością stanie się istotnym bodźcem dla potencjalnych inwestorów do realizacji przedsięwzięć w zakresie budowy biogazowni.

Art. 1 pkt 17

Ustawa – Prawo energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła do utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej ciągłość dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców (art. 10 ust. 1 ustawy). Na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej wydał rozporządzenie z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338), zwane dalej „rozporządzeniem”. Rozporządzenie zgodnie z delegacją ustawową określa wielkości zapasów paliw, sposób ich gromadzenia oraz szczegółowy tryb przeprowadzania kontroli stanu zapasów, uwzględniając rodzaj działalności gospodarczej, możliwości techniczne i organizacyjne w zakresie gromadzenia zapasów. Natomiast przepisy ustawy nie przewidują sytuacji, w których mogą te zapasy zostać rozdysponowane. Z treści rozporządzenia wynika, że zapasy te powinny być utrzymywane permanentnie, niezależnie od sytuacji, które mogą się wydarzyć. W związku z powyższym niezbędnym wydaje się zapis w ustawie, określający, kto i w jakich sytuacjach może uruchomić zapasy paliw, obowiązki informacyjne przedsiębiorstwa energetycznego w tym zakresie oraz jaki jest czas na uzupełnienie wykorzystanych zapasów. Konsekwencją braku wskazanego powyżej zapisu jest to, że każde przedsiębiorstwo uszczuplające zapas, niezależnie od przyczyny, jeżeli zostanie

skontrolowane powinno być obligatoryjnie ukarane. Natomiast celem tworzenia takich zapasów jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców. Jeśli zatem zapasy te zostaną wykorzystane w tym celu, to takie działanie nie powinno spotkać się z karą. Obecnie obowiązujące przepisy czytane literalnie nie pozwalają jednak na taką konstatację. Jednocześnie określenie terminu, w którym zapasy powinny zostać odbudowane, uniemożliwi przedsiębiorstwom zwlekanie z ich uzupełnieniem i wykazywanie, że są permanentnie w okresie takich działań. Ponadto wskazanie, że w przypadku gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w ustawowym terminie, Prezes URE może, w drodze decyzji, wydłużyć termin na ich uzupełnienie, pozwoli na uelastycznienie regulacji stosownie do okoliczności.

#### Art. 1 pkt 18

W art. 11 PE ust. 1 uzupełniono o pkt 2 odnoszący się do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ponadto uchyla się ust. 6b, który wprowadzono ustawą z dnia 21 lipca 2006 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1123) wdrażającą art. 8 ust. 1 dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Przepisy art. 11 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie paliw gazowych zostały przeniesione do ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. Nr 52, poz. 343 z 2008 r. Nr 157, poz. 976 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11). Przepisy Unii Europejskiej dotyczące energii elektrycznej nie wymagają informowania Komisji Europejskiej o przepisach dotyczących działań w wypadkach nadzwyczajnych.

W art. 11 PE uzupełniono ust. 9 o obowiązek informowania Komisji Europejskiej o podejmowanych działaniach i środkach dla usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego wprowadzonych dodatkowo w art. 11c PE, zgodnie z wymaganiami art. 24 dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE.

#### Art. 1 pkt 19

Przepisy art. 11c – 11f PE wdrażają przepisy art. 3 ust. 1 dyrektywy wymagające zapewnienie wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej poprzez określenie obowiązków użytkowników rynku i organów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo dostaw

energii elektrycznej, w tym bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej w warunkach normalnych, jak również w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej w art. 24 dopuszcza stosowanie środków zabezpieczających w niezbędnym zakresie oraz nakłada obowiązki informowania o tym niezwłocznie Komisji Europejskiej i państwa członkowskie UE. Obecne przepisy art. 9c, art. 9g, art. 9j i art. 11 PE wprowadzają regulacje w tym zakresie, które okazują się, w ocenie operatorów systemu elektroenergetycznego i doświadczeń regulacyjnych Prezesa URE, niewystarczające i wymagają rozszerzenia.

Art. 11 PE dotyczy sytuacji zagrożenia systemu, które można wcześniej przewidzieć i jest wystarczający czas na wprowadzenie środków nadzwyczajnych, jakimi są ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w drodze rozporządzenia Rady Ministrów.

Natomiast dodane art. 11c – 11f PE zawierają dodatkowe przepisy dotyczące postępowania w sytuacjach zagrożenia dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogą wystąpić nagle i wymagają natychmiastowych działań operatorów systemów elektroenergetycznych dla zapobieżenia skutkom tych zagrożeń, a także zadania w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej.

Art. 11c PE reguluje sytuację zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej spowodowanego zdarzeniami wymienionymi w ust. 1 tego artykułu, gdy usunięcie tego zagrożenia i przywrócenie prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wymaga natychmiastowych działań i wprowadzenia nadzwyczajnych środków, a czas niezbędny na ich wprowadzenie uniemożliwia zastosowanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie i zakresie określonym w art. 11 ust. 7 PE.

W takim przypadku operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium RP lub jej części oraz zastosować nadzwyczajne środki dla usunięcia zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom, w tym wprowadzenia ograniczeń na podstawie planów ograniczeń dla energii elektrycznej ustalonych na podstawie przepisów rozporządzenia z art. 11 ust. 6, lecz na czas nie dłuższy niż 72 godziny.



Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje niezwłocznie ministra właściwego do spraw gospodarki i Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia oraz podjętych działaniach i środkach w celu jego usunięcia oraz zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie art. 11 ust. 6 i 7 PE. Operator zobowiązany jest do przedłożenia raportu zawierającego ustalenia i wnioski odnośnie powstałego stanu zagrożenia.

Prezes URE przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki opinię do raportu, zawierającą w szczególności ocenę wystąpienia okoliczności lub niedbalstwa, za które ponosi odpowiedzialność operator systemu elektroenergetycznego. Raporty te są uwzględniane w sprawozdaniach ministra do spraw gospodarki z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Art. 11d PE określa działania i środki, jakie może i powinien zastosować OSP i OSD dla usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W pierwszej kolejności wskazano środki, które służą zrównoważeniu dostaw z poborem energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań dla pokrycia potrzeb odbiorców na energię elektryczną OSP może wydawać polecenia odbiorcom końcowym dotyczące ograniczeń w poborze energii elektrycznej lub przerwać jej dostawę, zgodnie z planami ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 6a.

Art. 11e PE określa odpowiedzialność odszkodowawczą OSP oraz sposób określania wysokości odszkodowania w przypadku ograniczenia lub przerwania dostaw energii elektrycznej do odbiorców na skutek zagrożenia w wyniku zdarzeń wymienionych w art. 11c PE. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego ponosi odpowiedzialność odszkodowawczą za szkody poniesione przez użytkowników krajowego systemu elektroenergetycznego i odbiorców energii elektrycznej w wyniku zastosowania środków, o których mowa w art. 11c i 11d PE, w szczególności na skutek ograniczenia lub przerwania dostarczania energii elektrycznej powstałych w następstwie okoliczności, za które ponosi odpowiedzialność lub w przypadku dopuszczenia się niedbalstwa przy dokonywaniu oceny zasadności wprowadzenia tych ograniczeń. Operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego ponoszą odpowiedzialność odszkodowawczą na zasadach określonych w ustawie.

Wprowadzenie innych rozwiązań, np. ubezpieczeń wg opinii Operatora (PSE – Operator S.A.) napotyka na duże trudności w znalezieniu jednostki ubezpieczeniowej, która podejmie się ubezpieczenia z uwagi na dużą wysokość kwoty ubezpieczenia, jak i możliwości jej

określenia. Wprowadzenie ubezpieczeń przez OSP na bardzo wysokie kwoty powodowałoby wzrost cen energii elektrycznej do odbiorców. Rozwiązania w zakresie ograniczenia odpowiedzialności odszkodowawczej operatorów systemów elektroenergetycznych za działania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej są stosowane w przepisach innych krajów (Niemcy lub Czechy). Proponowane w niniejszej ustawie brzmienie art. 11e wzoruje się na rozwiązaniach dotyczących odpowiedzialności odszkodowawczej operatorów stosowanych w prawodawstwie niemieckim, w którym również wprowadzono ograniczenia w odpowiedzialności operatora systemu przesyłowego i wprowadzono progi, uzależniając kwotę ubezpieczenia od ilości użytkowników (2,5 mln euro poniżej 25.000 użytkowników, 10 mln euro w przedziale od 25 001 do 100 000 użytkowników, 20 mln euro przy w przedziale od 100 001 do 200 000 użytkowników, 30 mln euro w przedziale od 200 001 do miliona użytkowników, 40 mln euro przy liczbie użytkowników ponad milion).

W niemieckim prawie energetycznym można wyróżnić 3 rodzaje szkody: szkodę na osobie, szkodę na rzeczy, jak również inną szkodę majątkową. Ograniczenie odpowiedzialności uregulowane zostało w prawie niemieckim dla każdego rodzaju szkody w odmienny sposób. Z wyjątkiem wyżej wymienionej regulacji, w niemieckim prawie energetycznym nie istnieje pojęcie szkody, które w sposób zasadniczy różniłoby się od ogólnego pojęcia szkody w prawie cywilnym.

Niemieckie prawo energetyczne zawiera korzystne dla OSP regulacje dotyczące złagodzenia odpowiedzialności cywilnej OSP w odniesieniu do wysokości powstałego roszczenia odszkodowawczego (§ 18 rozporządzenia). § 18 rozporządzenia reguluje także złagodzenie odpowiedzialności bez względu na przyczynę powstania szkody. Norma ta zawiera również (w zależności od rodzaju powstałej szkody) wzruszalne domniemanie prawne winy umyślnej lub winy nieumyślnej w postaci rażącego niedbalstwa, zawiera ponadto złagodzenie odpowiedzialności OSP w przypadku zastosowania „środków” mających na celu zapobieżenie lub usunięcie awarii lub zagrożeń bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu elektroenergetycznego.

Uregulowanie kwestii odpowiedzialności odszkodowawczej OSP za działania nadzwyczajne podejmowane w sytuacji zagrożenia systemu elektroenergetycznego oraz ograniczenie wysokości łącznych odszkodowań jest szczególnie ważne dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Pozwoli to na uniknięcie sporów sądowych i dochodzenia odszkodowań przekraczających możliwości finansowe OSP, a także sprzyjać będzie sprawnemu usuwaniu przyczyn zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu

elektroenergetycznego. Wpłynie również na zmniejszenie kosztów dostarczania energii elektrycznej do odbiorców.

Minimalna i maksymalna wysokość łącznych kwot odszkodowania wypłacanego przez OSP została określona w ustawie w zależności od liczby użytkowników KSE objętych ograniczeniami i odpowiada zakresowi KSE objętych ograniczeniami, które podano w wysokości uzgodnionej z PSE – Operator S.A. Przy określaniu odpowiedzialności odszkodowawczej wzięto również pod uwagę możliwości finansowania ewentualnych odszkodowań z punktu widzenia faktycznych przychodów pozyskiwanych przez OSP. Z kwoty przychodów rocznych na poziomie ok. 7 mld zł kwota ok. 5,8 – 6 mld zł to środki wydatkowane przez OSP praktycznie w skali 1:1 odpowiednio na: pokrycie kosztów opłaty przejściowej należnej Zarządcy Rozliczeń S.A. (do 31 marca 2008 r. opłaty wyrównawczej), koszty funkcjonowania rynku bilansującego (OSP zachowuje neutralności finansową w odniesieniu do przychodów i kosztów wydatkowanych w związku z funkcjonowaniem tego segmentu rynku energii) oraz koszty tzw. usługi jakościowej wydatkowanej na pokrycie zobowiązań względem wytwórców energii elektrycznej z tytułu kupowanych rezerw mocy i innych usług systemowych niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE (tj. na utrzymywanie ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w KSE oraz niezawodności jej dostarczania, a także utrzymywanie parametrów jakościowych energii elektrycznej). Pozostała kwota ok. 1 – 1,2 mld zł to środki przeznaczone na pokrycie kosztów własnych działalności OSP, tj. amortyzacji, kosztów operacyjnych, w tym podatków od nieruchomości, działań eksploatacyjnych i remontowych, w tym zawierająca zwrot z zaangażowanego kapitału, wraz z kosztami finansowymi. Zatem ustalenie górnego pułapu odpowiedzialności odszkodowawczej OSP na poziomie 250 mln zł stanowi ustalenie ww. progu na poziomie ok. 25 % przychodów przeznaczonych na pokrycie kosztów własnych działalności OSP.

Art. 11f PE wdraża art. 4 ust. 3 i 4 dyrektywy dotyczące wymagań przy wprowadzaniu środków nadzwyczajnych (ograniczeń dostaw) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 11 i art. 11c PE. Wymagania te będą stanowiły wytyczne w opracowaniu planów działania i planów ograniczeń oraz dokonywania oceny wprowadzonych środków i podjętych działań po usunięciu zagrożenia.

Art. 1 pkt 20

Dodany art. 12a stanowi, że minister właściwy do spraw gospodarki wykonuje uprawnienia Skarbu Państwa, określone w art. 2 pkt 5 lit. a, pkt 6 i 7, art. 5a oraz art. 18 ust. 1 ustawy

z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 493, z późn. zm.) w stosunku do spółki pełniącej funkcje operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Stosownie do art. 9k operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Zgodnie z ustawą z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437, z późn. zm.) organem sprawującym nadzór nad mieniem Skarbu Państwa jest minister właściwy do spraw Skarbu Państwa z wyjątkiem spraw, które na mocy odrębnych przepisów przypisane są innym działom (art. 25 ust. 1). Nadzór tego ministra nad operatorem systemu przesyłowego jest wzmocniony przepisami ustawy z dnia 3 czerwca 2005 r. o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa i ich wykonywaniu w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego (Dz. U. Nr 132, poz. 1108 i Nr 267, poz. 2258), tj. przez przepis art. 8 ust. 1 pkt 2. Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym do powyższej ustawy spółka PSE – Operator S.A. jest zaliczana do podmiotów o takim charakterze. Jednocześnie ustawa o działach administracji rządowej stanowi, że do właściwości ministra właściwego do spraw gospodarki należą m.in. sprawy funkcjonowania krajowych systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju (art. 9 ust. 2 pkt 1). Mając na uwadze względy skutecznej i efektywnej realizacji zadań nałożonych na ministra właściwego do spraw gospodarki, wskazane jest skoncentrowanie nadzoru merytorycznego wraz z nadzorem właścicielskim w ramach jednego resortu. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, określa w art. 9c obowiązki operatora systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego oraz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Przekazanie ministrowi do spraw gospodarki nadzoru właścicielskiego w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozwoli skuteczniej reagować w wypadku braku realizacji nałożonych na operatora obowiązków.

Ze względu na strategiczne znaczenie dla gospodarki narodowej oraz brzmienie art. 9k PE spółka PSE – Operator nie będzie prywatyzowana.

Art. 1 pkt 21

Zmiana w art. 15b PE wdraża wymagania art. 7 ust. 1 – 4 dyrektywy określającego zakres sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Dla zapewnienia większej przejrzystości regulacji, której zakres dla energii elektrycznej został rozszerzony

zgodnie z wymaganiami dyrektywy, rozdzielono na odrębne ustępy zakres sprawozdania dla gazu ziemnego i energii elektrycznej i wprowadzono zmianę redakcji całego artykułu. W zakresie sprawozdania dla paliw gazowych dostosowano zakres sprawozdania do wymaganego zakresu przez przepisy dyrektyw UE 2003/55/WE i 2004/69/WE, które mają wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych.

#### Art. 1 pkt 22

Dodanie w art. 15c PE ust. 2 pkt 4 służyć powinno poprawie funkcjonowania rynku energii elektrycznej i rozwoju konkurencji poprzez monitorowanie i identyfikację przedsięwzięć zapewniających konkurencję oraz służących rozwojowi połączeń transgranicznych, a także wskazanie przedsiębiorstw mających pozycję dominującą oraz występujących praktyk ograniczających konkurencję.

Przepisy te realizują dokładniej wymagania art. 23 ust. 8 dyrektywy 2003/54/WE, które wymagają od państw członkowskich informacji w tym zakresie oraz stworzenia skutecznych mechanizmów kontroli i przejrzystości w celu niedopuszczenia do nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne ze szkodą dla odbiorców. W sytuacji dokonującej się w 2007 r. konsolidacji sektora elektroenergetycznego monitorowanie sytuacji na rynku energii elektrycznej przez powołane do tego urzędy nabiera szczególnego znaczenia.

#### Art. 1 pkt 23

W zmianie art. 16 ust. 2 i 2a PE proponuje się wydłużenie okresu obejmującego plany rozwoju dla operatorów systemów elektroenergetycznych.

Dyrektywa w art. 7 ust. 1 lit. b i d wymaga ujęcia w sprawozdaniu z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej prognoz zrównoważenia dostaw z zapotrzebowaniem na energię elektryczną na okres pięciu lat oraz zamierzeń inwestycyjnych na co najmniej pięć lat, operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych i znane zamiary innych podmiotów, w odniesieniu do zapewnienia zdolności połączeń międzysystemowych. Również art. 7 ust. 1 lit. c dyrektywy wymaga ujęcia w sprawozdaniu perspektyw zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie do 15 lat. Wymaga to zapewnienia informacji od użytkowników systemu, zwłaszcza operatorów systemów elektroenergetycznych, na ten temat.

Dodane w art. 16 przepisy ust. 3a i ust. 7 – 14 PE zawierają regulacje nakładające na operatorów systemów elektroenergetycznych obowiązki co do zakresu planów rozwoju, ich aktualizacji i uzgadniania przez Prezesa URE oraz zapewniające operatorom systemów

elektroenergetycznych informacje od użytkowników systemu o ich planach zapotrzebowania na energię. Zmiana art. 16 ust. 11 nakłada również na wytwórców energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy 50 MW i wyższej, obowiązki planowania i prognozowania w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Art.1 pkt 24

Zmiana w art. 16a ust. 1 PE ma na celu zmianę odesłania w związku ze zmianami przepisów w art. 15b PE.

Art. 1 pkt 25

Dodany art. 16b stanowi, że podstawowym celem działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego powinno być zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ochrona interesów odbiorców i ochrona środowiska. Dla realizacji tego celu operator będzie mógł podejmować działania niekoniecznie zgodne z celami gospodarczymi spółki, jakimi jest maksymalizacja zysku. Nie wszystkie zadania operatora mogą przynosić zyski, jednak ich realizacja jest niezbędna dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zyski operatora systemu przesyłowego powinny być przeznaczane w pierwszej kolejności lub w całości na finansowanie jego zadań i obowiązków określonych w art. 9c ust. 2.

Mając na uwadze duże potrzeby inwestycyjne zmiany art. 16b powinny umożliwić OSP przeznaczanie wszystkich dostępnych środków finansowych na rozwój sieci przesyłowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Potrzeba ta wynika z wcześniej wymienionego sprawozdania Ministra Gospodarki z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną wskazującego na duże potrzeby inwestycyjne sieci przesyłowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Proponowany przepis da podstawę do dokonania podziału zysku w pierwszej kolejności na rozwój sieci przesyłowych.

Art. 1 pkt 26 i 27

Gmina odgrywa ważną rolę w polityce energetycznej jako użytkownik energii oraz wpływa istotnie na infrastrukturę energetyczną na terenie gminy i wykorzystanie potencjalnych możliwości racjonalizacji gospodarki energetycznej i ochronę środowiska. Prawo energetyczne zobowiązuje gminę do efektywnego zaplanowania zaopatrzenia i wykorzystania energii. Poprzez podjęcie odpowiednich decyzji gmina może motywować i wspomagać przedsiębiorstwa energetyczne i mieszkańców w oszczędzaniu energii i ochronie środowiska.

Planowanie energetyczne w gminie jest nie tylko obowiązkiem narzuconym przez Prawo energetyczne, ale daje możliwość kreowania lokalnej polityki energetycznej przez lokalne władze.

Sprawny i niezawodny sektor energetyczny jest ważny dla rozwoju gospodarczego i przestrzennego gminy. Założenia do planu zaopatrzenia pozwalają na zdobycie informacji o stanie zaopatrzenia gminy w energię oraz identyfikację zagrożeń. Daje to pewność dla decyzji władz gminy podejmowanych w interesie jej mieszkańców i zrównoważonego rozwoju gminy. Realizacja założeń do planu zaopatrzenia wymaga ścisłej współpracy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców reprezentowanych w procesie planowania zaopatrzenia przez władze gminy. Europejskie gminy realizują szereg projektów służących racjonalizacji użytkowania energii. Programy UE i inne źródła finansowania dostępne dla samorządów gminnych, w tym przede wszystkim programy operacyjne, powinny być głównym źródłem wspierania realizacji planów gminnych zaopatrzenia w paliwa i energię.

Niemniej realizacja zadań w zakresie opracowania założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe w gminach po dziesięciu latach obowiązywania PE wynosiła na koniec 2006 r. w poszczególnych województwach od 6 do 89 % , co daje średnio w kraju 28 % na jedno województwo.

Tak niski stopień sporządzania założeń do planów zaopatrzenia w paliwa i energię wymaga zmiany tych przepisów w kierunku zwiększenia roli i znaczenia samorządów lokalnych w podziale odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw nośników sieciowych.

Zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2025 roku, administracja samorządowa odpowiedzialna jest za bezpieczeństwo długoterminowe. Jej rola ma polegać na tworzeniu takich warunków funkcjonowania sektora energii, by stanowiły one zachętę dla inwestorów w zakresie rozwoju działalności gospodarczej w tym sektorze. Bez wspomaganie finansowego przez samorząd tych działań nie jest w pełni osiągalne uzyskanie pożądanego efektu. Na przykładzie innych państw samorząd lokalny w sposób aktywny uczestniczy w wypracowaniu decyzji inwestycyjnych, wspierając finansowo ich realizację.

Dla uaktywnienia samorządów gminnych w zakresie planowania zaopatrzenia w energię i paliwa gazowe proponuje się określenie obowiązku opracowania założeń dla całego obszaru gminy i okresu, na jaki opracowywane są projekty założeń zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło oraz paliwa gazowe, a także w przepisach przejściowych terminu opracowania pierwszych projektów założeń. Dla zachowania spójności z planami przedsiębiorstw energetycznych założenia do planów zaopatrzenia gminy w paliwa gazowe,

energię elektryczną i ciepło proponuje się opracowywać na okres piętnastu lat, które byłyby co 3 lata aktualizowane, podobnie jak plany rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego dla zachowania spójności tych planów i założeń gminy.

Art. 1 pkt 28

W art. 23 ust 2 PE dodany pkt 3a ma na celu zapewnienie jednolitości formy planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, o których mowa w art. 16 ust. 1 PE. Zmiany w art. 23 ust. 2 pkt 6 i 8 wynikają ze zmian odpowiednich przepisów art. 9h i 9g PE.

Zmiana art. 23 ust. 2 pkt 11 PE wiąże się z wdrożeniem przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej w związku ze zmianą załącznika do tego rozporządzenia oraz powierzeniem tym rozporządzeniem organowi regulacyjnemu szeregu zadań. Z uwagi na niewprowadzanie definicji organu regulacyjnego niezbędne jest wskazanie w ustawie, że zadania te realizuje Prezes URE.

Zmiana w art. 23 ust. 2 pkt 18 wiąże się z dodaniem w art. 9l ust. 1 po pkt 1 pkt 1a.

Dodany ust. 2a – 2d w art. 23 PE służy monitorowaniu warunków dla podejmowania inwestycji w infrastrukturę energetyczną oraz działań dla usuwania barier w tym zakresie, a także informowaniu inwestorów o tych warunkach.

Art. 3 ust. 1 dyrektywy nakłada na państwa członkowskie obowiązki podjęcia środków służących stabilnemu klimatowi inwestycyjnemu, a także podawania do publicznej wiadomości informacji na ten temat. Przy określaniu tych środków zgodnie z art. 3 ust. 3 dyrektywy należy brać pod uwagę znaczenie usuwania barier administracyjnych dla inwestycji w infrastrukturę i zdolności wytwórcze.

Art. 5 ust. 2 dyrektywy stanowi, że państwa członkowskie mogą podjąć dodatkowe środki obejmujące przepisy ułatwiające tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz wejścia na rynek nowych wytwórców energii elektrycznej. Środki służące równoważeniu dostaw z zapotrzebowaniem energii elektrycznej powinny być publikowane.

Art. 6 dyrektywy wymaga tworzenia regulacji dostarczających sygnały inwestycyjne dla rozwoju sieci elektroenergetycznych.

Okresowe raporty o warunkach podejmowania inwestycji i działalności w zakresie wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej oraz opracowanie propozycji służących ich



rozwojowi powinno zapewnić monitorowanie tych warunków i podejmowanie działań w tym zakresie.

#### Art. 1 pkt 29

Działalność polegająca na wytwarzaniu biogazu rolniczego powinna być reglamentowana, bowiem dla działalności tej został przewidziany w projekcie system wsparcia. Ponadto wprowadzenie reglamentacji na taką działalność pozwoli na łatwe zidentyfikowanie podmiotów trudniących się nią.

#### Art. 1 pkt 30

Zmiana w art. 43 ust. 1 PE stanowi uzupełnienie o możliwość uzyskania promesy koncesji dla podjęcia wykonywania działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Promesa jest dokumentem umożliwiającym przyszłemu przedsiębiorstwu energetycznemu uzyskanie finansowania planowanej inwestycji, złożenie wniosku o odstępstwo od zasady TPA, a także uzyskanie w przyszłości koncesji. Działalność polegająca na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego powinna być traktowana na równych zasadach jak działalności wskazane w przedmiotowym przepisie. Ich brak jest oczywistym przeoczeniem.

#### Art. 1 pkt 31

Art. 49a przewiduje możliwość wprowadzenia obowiązku sprzedaży pewnej części produkcji energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w drodze otwartego przetargu lub na giełdzie towarowej. Zaproponowana regulacja ma na celu eliminację zjawiska polegającego na sprzedaży przez wytwórców energii elektrycznej spółce obrotu w ramach jednej grupy po cenie znacznie odbiegającej od ceny, jaką ustala się na zewnątrz grupy (rynkowej) i tym samym zaniżania przychodów wytwórcy, które uwzględniane są w kalkulacji korekt wysokości rekompensat wypłacanych na pokrycie kosztów osieroconych przewidzianych przez ustawę z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (ustawa KDT). Po wprowadzeniu art. 49a wykluczona zostanie możliwość ewentualnego nadużywania pomocy publicznej udzielanej w ramach ustawy KDT mogąca powodować podwyższenie stawki opłaty przejściowej i zakłócanie funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce.

W świetle projektowanych przepisów przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej lub wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, jest obowiązane sprzedawać wytworzoną w danym roku energię elektryczną w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii w drodze otwartego przetargu lub na giełdach towarowych. Obowiązek ten będzie miał zastosowanie do energii elektrycznej niesprzedanej do dnia 31 grudnia 2009 r.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a niemające prawa do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych, jest obowiązane do sprzedaży tej energii również na tych zasadach, z tym że w ilości nie mniejszej niż 30 % w 2011 r., 40 % w 2012 r., 50 % od 2013 r. całości wytworzonej energii elektrycznej w danym roku.

Wprowadzone udziały procentowe 30, 40 i 50 % gwarantują, że bardzo duży wolumen energii elektrycznej wytwarzanej w kraju sprzedawana będzie w trybie giełdowym lub przetargowym.

Wprowadzenie w projekcie ustawy przetargu na sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej zapewni publiczny i równy dostęp do tej energii i jednocześnie stanowi dla jego potencjalnych uczestników gwarancję jawności i rzetelności co do sposobu i trybu zawierania umowy sprzedaży tej energii. Przetarg jest powszechnie stosowanym sposobem zawierania umów w obrocie gospodarczym. Przewidziany jest on m.in. w ustawie z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji, w przypadku sprzedaży składników aktywów trwałych spółki powstałej w wyniku komercjalizacji. Pozostała część wyprodukowanej energii elektrycznej sprzedawana będzie w trybie umów dwustronnych.

Wprowadzono również delegację do wydania przez Ministra Gospodarki rozporządzenia, które określi tryb i zasady organizowania przetargów na sprzedaż energii elektrycznej jako formy równoprawnej do sprzedaży giełdowej.

Art. 1 pkt 32

Art. 4 dyrektywy wymaga zapewnienia stosowania określonego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego

minimalnego zakresu zasad oraz obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) sieci. Sankcje służyć powinny stosowaniu się do tych zasad.

Zobowiązania skierowane do państw członkowskich w poszczególnych przepisach dyrektywy 2005/89/WE, w tym w art. 4 ust. 1 lit. a wymagają, aby państwa członkowskie lub właściwe organy zapewniły określenie przez operatorów systemów przesyłowych minimalnego zakresu zasad oraz obowiązków w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci oraz w art. 7 ust. 3 – zagwarantowały, że operatorzy systemów przesyłowych przekazują informacje dotyczące ich zamiarów inwestycyjnych lub zamiarów inwestycyjnych znanych im innym stronom, w zakresie zapewnienia transgranicznych połączeń międzysystemowych lub art. 7 ust. 4 – państwa członkowskie lub właściwe organy gwarantują, że operatorom systemów przesyłowych lub właściwym organom zapewnione zostaną niezbędne środki dostępu do odpowiednich informacji, o ile mają one znaczenie dla realizacji tego zadania. Wymagania te zostały ujęte w PE jako zobowiązania kierowane do poszczególnych podmiotów oraz objęte sankcją w zmienianym art. 56 za ich niewykonanie, dla zapewnienia skuteczności ich realizacji.

Katalog przewinień, za które Prezes URE może nałożyć karę w art. 56 PE uzupełniono o przewinienia dotyczące braku wniosku o wyznaczenie operatora systemu, niewydawania w terminie warunków przyłączenia bez uzasadnionych powodów, niezapewniania niezależności operatorom systemów wymaganych ustawą. Służyć to powinno stosowaniu przepisów, które mają na celu poprawę jakości obsługi odbiorców energii elektrycznej i rozwój rynku energii, a tym samym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

W art. 56 PE wprowadzono także sankcje za nieprzedkładanie Prezesowi URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci do zatwierdzenia, niestosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii oraz niestosowania się do zasad, warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego, w tym wymagań w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci.

Wprowadzenie minimalnej kary za nieterminowe wydawanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz przeznaczenie środków z tych kar na NFOŚ i GW służyć powinno skróceniu czasu wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz rozwojowi systemu elektroenergetycznego stosownie do potrzeb odbiorców i dostawców energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego.

Wprowadzenie minimalnej kary pieniężnej w wysokości 1 % przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, wymierzonej w przypadku określonym w ust. 1 w pkt 21 i 22 w art. 56 PE dotyczącym nieprzestrzegania warunków

i kryteriów niezależności operatora systemu, służyć powinno zapewnieniu faktycznej niezależności działalności operatorskiej, która jest warunkiem koniecznym dla prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie minimalnego wymiaru kary ma pełnić funkcję prewencyjną w odniesieniu do podejmowania prób zakłócenia działalności operatora.

#### Art. 1 pkt 33

Stosownie do postanowienia Trybunału Konstytucyjnego z dnia 28 lutego 2007 r., sygn. akt S 3/07, dotyczącego doprecyzowania przepisów art. 57 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w zakresie ściągania opłat za nielegalne pobieranie paliw lub energii w trybie postępowania egzekucyjnego w administracji nadano nowe brzmienie art. 57 ustawy. W przedmiotowym orzeczeniu Trybunał Konstytucyjny zasygnalizował ustawodawcy potrzebę takiego zredagowania odpowiednich przepisów prawa energetycznego, aby wynikało z nich jednoznacznie, że przedsiębiorstwo energetyczne może pobierać „opłaty za nielegalnie pobrane paliwo lub energię w wysokości określonej w taryfach”. Ponadto w sytuacji gdy odbiorca odmawia uiszczenia ww. opłat z odpowiednich przepisów prawa energetycznego powinien wynikać bezpośredni obowiązek sądowego rozpoznania sporu między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii lub paliw.

#### Art. 2

Wprowadza zmiany w art. 401 ust. 9, 10 i 13b w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, z późn. zm.). Zmiany w ust. 9 i 10 wynikają ze zmiany art. 56 ust. 2b PE w zakresie przekazywania wpływów z kar pieniężnych za niewydanie w terminie warunków przyłączenia na Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Niezbędny jest rozwój źródeł energii dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, w szczególności efektywnych źródeł ograniczających negatywny wpływ wytwarzania energii elektrycznej na środowisko, do których należy wysokosprawna kogeneracja i odnawialne źródła energii. Proponowana zmiana ma na celu poszerzenie o budowę sieci elektroenergetycznych służących przyłączeniu wysokosprawnej kogeneracji i odnawialnych źródeł energii katalogu spraw na, które mogą zostać przeznaczone przychody z opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 i ust. 8 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, oraz wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a.

Zgodnie z art. 13a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska przychodami Narodowego Funduszu są także wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie art. 33 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199). Art. 13b ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska mówi zaś o tym, że przychody te przeznacza się wyłącznie na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych. Ze względu na znaczną ilość środków nagromadzonych w Narodowym Funduszu z tego tytułu, wystarczających w zupełności na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych, wydaje się wskazane przeznaczanie tych środków również na promocję ich wykorzystania. Stanowić to będzie realizację „Wieloletniego programu promocji biopaliw lub innych paliw odnawialnych na lata 2008 – 2014”, który jest wykonaniem art. 37 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych i jest niezbędny do wypełnienia przez Polskę, wynikającego z dyrektywy 2003/30/WE z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, 5,57 % udziału biokomponentów w rynku paliw transportowych w 2010 r. oraz 10 % udziału w 2020 r., zgodnie z ustaleniami posiedzenia Rady Europejskiej w dniach 8 – 9 marca 2007 r.

#### Art. 3

Zmiana w ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i paliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11) w art. 33 ust. 11 ma na celu ujednolicenie zapisów do tych zawartych w ustawie – Prawo energetyczne i ustawie – Prawo ochrony środowiska.

Art. 4, 8, 10, 12 i 13 wprowadzają terminy wykonania po raz pierwszy obowiązków wynikających z projektu ustawy – Prawo energetyczne 1) wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, 2) publikowania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych pierwszej listy sprzedawców energii elektrycznej, 3) wystąpienie z wnioskiem o wyznaczenie operatorów systemu, art. 9h PE, 4) uchwalenia lub aktualizacji przez gminę założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, 5) opublikowania pierwszego raportu o którym mowa w art. 23 ust. 2a.

#### Art. 5

Doprecyzowuje obowiązek nałożony na podmioty odnośnie zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w okresie przejściowym.

#### Art. 6

Zgodnie z tym przepisem obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 8 – 8d stosuje się do dnia 31 marca 2013 r. Jednakże dla świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy stosuje się od dnia 1 stycznia 2010 r. do dnia 31 marca 2019 r.

W celu zapewnienia stabilności procesów inwestycyjnych w jednostki kogeneracji opalane metanem konieczne jest ustalenie okresu obowiązywania wsparcia umożliwiającego realizację tych inwestycji.

#### Art. 7

Przepisy art. 7 nakładają na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki obowiązek ogłoszenia w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowej opłaty zastępczej Ozm obowiązującej w 2010 r., w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy.

Zgodnie z zapisami art. 9l ust 8c PE Prezes URE ogłasza opłaty zastępcze, o których mowa w art. 9l ust. 8a PE do dnia 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym. W związku z trudnym do precyzyjnego określenia okresem procedowania przepisów ustawy i możliwym jej wejściu w życie po dniu 31 maja 2009 r., powyższe zapisy mają na celu zapewnienia niezakłóconego wejścia w życie systemu wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a PE od dnia 1 stycznia 2010 r.

#### Art. 9

Wprowadza się 3-miesięczny termin na wystąpienie właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowania lub instalacji skroplonego gazu ziemnego z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie odpowiednio operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego. Termin ten jest terminem maksymalnym – właściciel może zwrócić się do Prezesa URE z przedmiotowym wnioskiem od momentu wejścia ustawy w życie i podyktowany jest potrzebą przeprowadzenia pełnych negocjacji pomiędzy właścicielem sieci a przedsiębiorstwem energetycznym w sprawie zawarcia umowy o powierzenie temu przedsiębiorstwu pełnienia obowiązków operatora na sieciach lub instalacjach.

#### Art. 11

Zgodnie z tym przepisem wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy decyzje w sprawie wyznaczenia operatorem systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego zachowują ważność przez okres, na który zostały wydane.

#### Art. 14

Przepis ten stanowi, iż w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze publicznego przetargu lub na giełdach towarowych, stosuje się od dnia 1 stycznia 2011 r.

#### Art. 15

Stanowi, że do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy. W szczególności dotyczyć to będzie postępowania przed Prezesem URE w zakresie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych, obowiązków zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, wyznaczania operatorów systemów, zatwierdzania taryf dla operatorów systemów elektroenergetycznych, które powinny spełniać wymagania tej ustawy, jak również sporów dotyczących umów i stosowania się do instrukcji.

#### Art. 16

Stanowi, iż dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

#### Art. 17

Ustawa wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia. Krótki termin wejścia w życie ustawy wynika z materii wprowadzonych regulacji, która nie wymaga dłuższego okresu na wprowadzenie zmienionych przepisów z uwzględnieniem przepisów przejściowych określających terminy wykonania określonych wymagań wprowadzonych ustawą oraz terminu wdrożenia dyrektywy, co powinno nastąpić do dnia 24 lutego 2008 r.

W stosunku do art. 1 pkt 31 przedłużono *vacatio legis* do 3 miesięcy, zaś w stosunku do art. 1 pkt 7 w zakresie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego i art. 1 pkt 16 *vacatio legis* wydłużono do 1 stycznia 2011 r.



## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Podstawowym celem projektu ustawy jest wdrożenie dyrektywy, której celem jest określenie ram służących dla wprowadzenia środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

### 1. Podmioty na które oddziałuje akt normatywny

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej służy prawidłowemu funkcjonowaniu państwa, w tym gospodarki i wszystkich odbiorców energii elektrycznej, w warunkach normalnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zakres oddziaływania przepisów jest zatem bardzo szeroki. W warunkach normalnych przepisy regulują zakres odpowiedzialności i zadania wszystkich istotnych uczestników rynku energii elektrycznej oraz organów publicznych za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a w stanach zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego projekt określa zasady postępowania i działania dla usunięcia tego zagrożenia i przywrócenia stanu normalnego oraz odpowiedzialność za podejmowanie działań. W szczególności projekt dotyczy operatorów i użytkowników systemów elektroenergetycznych, organy samorządu gminnego, organy administracji publicznej.

Projekt wpływa także na podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii wytworzonej w źródłach opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz wytwarzające gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy.

### 2. Zakres przeprowadzonych konsultacji społecznych

Funkcjonowanie przepisów z obszaru przedmiotowego zakresu regulacji oraz ważniejsze założenia były konsultowane z podmiotami sektora elektroenergetycznego, w szczególności operatorami systemu elektroenergetycznego, wytwórcami, sprzedawcami energii elektrycznej i Urzędem Regulacji Energetyki. Również regulacje dotyczące samorządów były konsultowane z organizacjami samorządów. Proponowane zmiany uwzględniają wnioski płynące z tych konsultacji. Z uwagi na zbyt dużą liczbę propozycji, które częściowo wykluczały się wzajemnie część uwag nie mogła zostać uwzględniona.

Opinie i uwagi dotyczące obszaru objętego projektem regulacji uzyskano od:

- 1) PSE-Operator S.A.,
- 2) Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie,
- 3) Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 4) Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych,
- 5) Towarzystwa Obrotu Energią,
- 6) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,
- 7) Prezydenta Miasta Stołecznego Warszawa,
- 8) Związku Województw Rzeczypospolitej Polskiej.

Projekt w dniu 14 stycznia 2008 r. został skierowany do konsultacji społecznych z organizacjami gospodarczymi i związkami zawodowymi działającymi w sektorze paliwowo-energetycznym, a także organizacjami odbiorców paliw i energii oraz Komisją Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego (rozdziałnik podmiotów objętych konsultacjami w załączeniu).

Projekt oraz zgłoszenia zainteresowania podmiotów projektem zostały zamieszczone na stronach internetowych Ministerstwa Gospodarki w Biuletynie Informacji Publicznej zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414 oraz z 2009 r. Nr 42, poz. 337).

Zainteresowanie pracami nad projektem zgłosili:

- 1) dr Grzegorz Barzyk,
- 2) Towarzystwo Obrotu Energią,
- 3) PSE-Operator S.A.,
- 4) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej,
- 5) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 6) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 7) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 8) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.,
- 9) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 10) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
- 11) Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
- 12) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,
- 13) BOT Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A.,
- 14) Izba Gospodarcza Gazownictwa,

- 15) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
- 16) 3E Sp. z o.o.,
- 17) Nowa Energia Wyczechowo Sp. z o.o.,
- 18) Nowa Energia Wind Parks Sp. z o.o.,
- 19) 3E Parki Wiatrowe Sp. z o.o.,
- 20) Nowa Energia Sp. z o.o.,
- 21) PGE Electra S.A.,
- 22) Polska Rada Koordynacyjna Odnawialnych Źródeł Energii,
- 23) Zarządca Rozliczeń S.A.,
- 24) Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.,
- 25) Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.,
- 26) Firma BOGAS Bogdan Gucewicz,
- 27) Mała Elektrownia Wodna Nowy Młyn, W. Kotarska, L. Kotarski S.C.,
- 28) Mała Elektrownia Wodna Sułów Janusz Szabla,
- 29) P.P.H.U. Lepsza Energia Marcin Olszewski.

### 3. Wpływ aktu normatywnego na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego

Przepisy ustawowe określają dodatkowe lub uszczegóławiają istniejące przepisy, służące realizacji celów dyrektywy, w tym kompetencje i obowiązki organów państwowych wynikające z ich zadań i podmiotów już funkcjonujących na rynku energii elektrycznej. Dotyczy to w szczególności ministra właściwego do spraw gospodarki, Prezesa URE, operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych, wytwórców i dostawców energii elektrycznej, a także odbiorców. Wymienione podmioty rynkowe w ramach prowadzonej przez siebie działalności powinny zapewnić realizację przez Polskę celów dyrektywy na warunkach komercyjnych, bez konieczności angażowania środków budżetowych i sektora publicznego. Dodatkowe działania regulacyjne, wynikające z projektowanych przepisów, powinny być realizowane w ramach istniejących struktur i środków organów administracji rządowej i samorządowej. Jest to tym bardziej uzasadnione, że wraz z dalszym rozwojem rynku energii elektrycznej będzie ograniczane zaangażowanie regulacyjne w tych obszarach, gdzie rozwijają się mechanizmy konkurencji.

Natomiast zwiększenia wymaga ilość osób monitorujących i nadzorujących sektor elektroenergetyczny w urzędzie ministra właściwego do spraw gospodarki. Dodatkowe obowiązki w zakresie monitorowania i sprawozdawczości w zakresie bezpieczeństwa dostaw

energii elektrycznej oraz przygotowywanie rozwiązań systemowych i regulacji prawnych wymaga dodatkowo zwiększenia zaangażowania osobowego w Ministerstwie Gospodarki w komórkach organizacyjnych zajmujących się energetyką oraz w Urzędzie Regulacji Energetyki. Zmiany przepisów dotyczących samorządu spowodują zdyscyplinowanie opracowania założeń do planów gminy w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię. Zakres zadań dla samorządów nie zwiększy się, a tylko określono okres na jaki założenia powinny zostać opracowane (15 lat) oraz częstość ich aktualizacji (co 3 lata).

Nałożenie na Prezesa URE nowych zadań, takich jak:

- 1) zatwierdzanie programów zapewniających niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu przez operatorów tych systemów,
- 2) rozszerzenie kompetencji decyzyjnych w zakresie zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci,
- 3) rozszerzenie kompetencji w zakresie wyznaczania operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 4) wydawanie świadectw pochodzenia biogazu,
- 5) wydawanie decyzji w sprawie wyznaczenia terminu uzupełnienia zapasów paliw przez wytwórców energii elektrycznej i ciepła,
- 6) gromadzenie informacji o obniżeniu ilości zapasów paliw,
- 7) gromadzenie informacji o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia oraz zgłoszeń o konieczności wprowadzenia ograniczeń,
- 8) opiniowanie raportów zawierających ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- 9) gromadzenie sprawozdań z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię,
- 10) gromadzenie informacji o prognozach wytwórców na okres 15 lat,
- 11) sporządzanie i publikowanie raportów o warunkach podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizacji planów rozwoju i zamierzeń inwestycyjnych,

- 12) formułowanie propozycji zmian przepisów określających warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i szczegółowych zasad kształtowania taryf dla energii elektrycznej,
- 13) badanie rynku energii elektrycznej w segmentach: regulacyjnych usług systemowych, bilansującym, mocy wytwórczych, wytwarzania i sprzedaży,
- 14) zwalnianie z obowiązku sprzedaży wytworzonej energii w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii,
- 15) gromadzenie informacji o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej na zasadach innych niż zapewniające publiczny, równy dostęp,
- 16) ogłaszanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowej sprzedaży,
- 17) gromadzenie sprawozdań z realizacji obowiązku sprzedaży,
- 18) wydawanie świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy,
- 19) rozszerzenie katalogu tytułów do nakładania kar  
– będzie wymagało zatrudnienia dodatkowych 14 osób, wraz z zapewnieniem im niezbędnego sprzętu i pomieszczeń do pracy.

Regulacje projektu przewidują kary za naruszenia przepisów ustawy wynikających z dyrektywy, które będą stanowić dochody budżetowe, jednak nie ma rzetelnych podstaw do szacowania ich wielkości.

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe mogą wpływać następujące czynniki:

- 1) wzrost wpływów z podatku VAT w związku z pojawieniem się na rynku większej ilości energii wytworzonej w źródłach opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego, gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy oraz świadectw pochodzenia, które powodując wzrost cen energii będą generowały wyższe wpływy z podatku VAT,
- 2) wzrost wpływów w wyniku inwestycji związanych z rozwojem mocy wytwórczych energetyki opartej o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych

w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy,

- 3) wzrost wpływów do budżetu państwa w postaci podatku dochodowego od prowadzonej działalności spowodowany zwiększeniem ilości podmiotów, które będą prowadziły działalność w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego. Lokalne wytwarzanie energii oraz surowców do jej produkcji, głównie na obszarach wiejskich, spowoduje zaktywizowanie lokalnych społeczności oraz wzrost przychodów ze sprzedaży produkowanych paliw i energii,
- 4) potencjalny wzrost wydatków na energię elektryczną w związku z możliwym wzrostem cen energii elektrycznej.

#### 4. Wpływ aktu normatywnego na rynek pracy

Zakłada się, że ta regulacja powinna spowodować m.in. rozwój i poprawę jakości funkcjonowania sieci elektroenergetycznych. To z kolei ma stanowić szansę na rozwój lokalnej energetyki i bardziej efektywne wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych. W efekcie można spodziewać się wzrostu udziału rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej, które będzie konkurowało z wytwarzaniem scentralizowanym (elektrowniami zlokalizowanymi w sieci przesyłowej). Biorąc pod uwagę dodatkowy wpływ wynikający z rozwoju przedsiębiorstw współpracujących z lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, można oczekiwać trwałego przyrostu miejsc pracy w skali lokalnej.

Z kolei rozwój połączeń międzysystemowych w ramach europejskiego rynku energii elektrycznej powinien sprzyjać bardziej efektywnemu wykorzystaniu zasobów energetycznych i elementów systemów elektroenergetycznych w skali całej Unii Europejskiej. Oznacza to m.in. nasilenie konkurencji w obszarze wytwarzania energii elektrycznej (także odnawialnej), co w Polsce powinno przyspieszyć konieczne procesy racjonalizacji zatrudnienia, głównie w przedsiębiorstwach wytwórczych. W efekcie może wystąpić spadek poziomu zatrudnienia w dużych firmach wytwarzających energię elektryczną.

Jednakże należy liczyć się także z pozytywnymi efektami wzmocnienia połączeń międzysystemowych związanymi ze wzrostem możliwości bardziej intensywnego wykorzystania zdolności wytwórczych na rynku europejskim. Lepsze wykorzystanie rezerw mocy wytwórczych w Polsce przez wzrost wymiany energii elektrycznej z zagranicą powinno złagodzić skutki wynikające z racjonalizacji zatrudnienia w firmach wytwórczych.

Ponadto oczekiwane po wdrożeniu regulacji rozwój i modernizacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz w wytwarzaniu energii elektrycznej powinny również przyczynić się do przyrostu miejsc pracy w firmach zajmujących się rozbudową sieci elektroenergetycznych i źródeł energii.

Wzrost wykorzystania źródeł energii opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy może prowadzić do wzrostu zatrudnienia w innych sektorach.

Wejście w życie proponowanych zmian do ustawy będzie przeciwdziałać zwiększaniu poziomu bezrobocia, głównie na obszarach wiejskich. Zapotrzebowanie na surowce energetyczne pochodzenia rolniczego oraz urządzenia do wytwarzania biogazu pozwoli na stworzenie dodatkowych miejsc pracy. Ponadto proponowane zmiany do ustawy będą miały pozytywny wpływ na sektor usług związanych z wytwarzaniem energii.

#### 5. Wpływ aktu normatywnego na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw

Celem dyrektywy jest m.in. zapewnienie warunków technicznych integracji europejskiego rynku energii elektrycznej. Ma to zapobiec sytuacji rozwoju krajowych, izolowanych rynków energii, z minimalnym wpływem na nie rynków zewnętrznych. Wzrost konkurencji w obszarze elektroenergetyki dzięki istnieniu silnych połączeń międzysystemowych ma złagodzić znaczne różnicowanie cenowe w poszczególnych krajach członkowskich Unii Europejskiej. Poprawie konkurencji będzie także służyć wzrost możliwości wyboru dostawcy przez odbiorców końcowych. Lepsze wykorzystanie zasobów energetycznych w skali całej Unii Europejskiej powinno z kolei poprawiać konkurencyjność gospodarek krajów członkowskich.

W przypadku Polski nie należy oczekiwać powstania istotnych możliwości w zakresie redukcji cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, zarówno wielkich jak i małych. Zgodnie z ocenami organów Unii Europejskiej (DG TREN) średnie ceny energii elektrycznej w Polsce w porównaniu z innymi krajami europejskimi należą do grupy cen stosunkowo niskich przy dużych potrzebach inwestycyjnych. Tym niemniej rozwój połączeń międzysystemowych powinien umożliwiać wymianę międzysystemową poprawiającą wykorzystanie majątku wytwórczego, a tym samym ograniczanie kosztów wytwarzania i poprawę konkurencyjności polskich przedsiębiorstw wytwórczych. Ponadto wdrożenie

regulacji powinno zapewnić wzrost pewności zasilania i jakości dostaw energii elektrycznej dla gospodarki, w ten sposób poprawiając jej konkurencyjność.

W celu zapewnienia wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, regulacje zawarte w projekcie przewidują zadania oraz uprawnienia podmiotów funkcjonujących na rynku energii elektrycznej, w tym operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych, a także wytwórców, dostawców i odbiorców energii elektrycznej. Działania takie powinny być wolne od dyskryminacji, unikać nakładania nadmiernych obciążeń na podmioty rynkowe, jak również uwzględniać swój wpływ na koszty energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Jednym z podstawowych obowiązków, jaki nakłada się na krajowych operatorów systemów przesyłowych, jest ustanowienie minimalnych zasad prowadzenia ruchu sieci i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci, które byłyby wiążące dla podmiotów korzystających z systemu przesyłowego. Ponadto operatorzy systemów przesyłowych są zobowiązani do utrzymywania właściwego poziomu bezpieczeństwa sieci oraz jakości dostaw energii elektrycznej. Cele stawiane w tym zakresie operatorom powinny być obiektywne, przejrzyste i wolne od dyskryminacji. Realizacja tych obowiązków operatorów powinna być osiągnięta przez odpowiednią politykę regulacyjną oraz likwidowanie zbędnych barier administracyjnych w realizacji nowych inwestycji w systemie elektroenergetycznym. Środowisko regulacyjne powinno w szczególności zapewniać właściwe sygnały inwestycyjne w obszarze rozwoju, modernizacji i utrzymania sieci.

W zakresie utrzymania zbilansowania wytwarzania i zapotrzebowania na energię elektryczną, operator systemu przesyłowego został zobowiązany do zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw wytwórczych koniecznych dla potrzeb bilansowania w systemie, przy czym możliwa jest realizacja powyższego zadania przez mechanizmy rynkowe. Państwa członkowskie, bez naruszania innych przepisów obowiązujących w Unii Europejskiej, mogą również wdrożyć przepisy ułatwiające rozwój zdolności wytwórczych istniejącym przedsiębiorstwom energetycznym lub wchodzenie nowych przedsiębiorstw wytwórczych na rynek, bądź też mogą zastosować procedury przetargowe, przewidziane w dyrektywie 2003/54/WE.

W obszarze rozwoju połączeń międzysystemowych, a także połączeń wewnętrznych mających wpływ na działanie połączeń międzysystemowych, operator systemu przesyłowego został zobowiązany do przedstawiania ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacji określających zamierzenia inwestycyjne własne i innych podmiotów w tym zakresie.



Realizacja zobowiązań operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych wynikających z regulacji zawartych w projekcie może nastąpić w ramach dotychczas prowadzonej działalności oraz krajowej i międzynarodowej współpracy z innymi podmiotami i operatorami (np. w ramach organizacji UCTE i ETSO).

Projekt powinien spowodować wzrost nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw sektora, szczególnie w zakresie rozwoju, modernizacji i utrzymania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz w sektorze wytwarzania, co może skutkować wzrostem cen energii elektrycznej. Na możliwy wzrost cen energii elektrycznej w przyszłości będzie miał wpływ szereg innych czynników związanych z wymaganiami ochrony środowiska, wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, poprawą efektywności wykorzystania paliw i energii. Nie jest więc możliwe wiarygodnie oszacować wpływu tylko przepisów tej ustawy na wzrost cen energii elektrycznej. Przyczynią się one do wzrostu bezpieczeństwa dostaw energii, rozwoju rynku krajowego i europejskiego, co w efekcie powinno doprowadzić do racjonalizacji cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych z uwzględnieniem lokalizacji w systemie elektroenergetycznym. Dzięki temu powinna wzrastać konkurencyjność polskich przedsiębiorstw na rynku europejskim, szczególnie tych o stosunkowo wysokiej elektrochłonności.

Ponadto rozwój i modernizacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych powinny sprzyjać rozwojowi lokalnego wytwarzania w źródłach odnawialnych (np. wykorzystujących biomasę i energię wiatru) oraz wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła. To pośrednio może wpływać na rozwój lokalnych przedsiębiorstw energetycznych oraz przedsiębiorstw z nimi współpracujących (np. przedsiębiorstw wytwarzających urządzenia energetyczne lub dostarczających biomasę).

Ewentualny wzrost cen energii elektrycznej zakupywanej przez spółki obrotu z rynku hurtowego szacowany na ok. 260 zł/MWh przy obecnym poziomie energetycznego wykorzystania metanu (na skutek większego udziału energii pochodzącej ze źródeł opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego) oraz gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy może być zrekompensowany przez wzrost efektywności wykorzystania energii elektrycznej przez przedsiębiorców, albowiem energochłonność niektórych wyrobów w Polsce jest wyższa niż w krajach UE.

Wejście w życie proponowanych zmian pozwoli na zwiększenie poziomu samowystarczalności kraju, a tym samym ograniczenie uzależnienia od dostaw zewnętrznych gazu

oraz energii. W tym zakresie proponowane zmiany będą ograniczały ryzyko wzrostu cen gazu i energii oferowanych przez zewnętrznych dostawców.

Rozwój produkcji biogazu w Polsce przyczyni się do zwiększenia wykorzystywania krajowych surowców, co będzie miało pozytywny wpływ na sektor gospodarki. W efekcie wprowadzenia zaproponowanych zmian do ustawy, produkcja biogazu stworzy możliwości pełniejszego wykorzystania potencjału produkcyjnego krajowego rolnictwa.

Wprowadzony w projekcie system wsparcia biogazu skorelowano z systemem świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE (tzw. zielonych certyfikatów), co w efekcie przy nie zmienionym zakresie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej powinno prowadzić do obniżenia cen tych świadectw, a co za tym idzie obniżenia ceny energii elektrycznej.

W latach 2006, 2007 i 2008 poziom obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej ustalony był na odpowiednio 3,6 %, 5,1 % oraz 7 % wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym. W kolejnych latach przewidziany jest systematyczny wzrost zakresu obowiązku do 12,9 % w 2017 r. Z danych statystycznych wynika, że energia elektryczna wytworzona w OZE stanowiła w 2006 r. ok. 3,8 %, w 2007 r. ok. 4,7 % a w trzech kwartałach 2008 r. ok. 5,3 % sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Niższa wielkość produkcji energii elektrycznej z OZE od przyjętych limitów powoduje ustalanie się ceny rynkowej świadectw pochodzenia w wysokości zbliżonej do opłaty zastępczej. W takiej sytuacji ma miejsce maksymalne możliwe obciążenie ceny energii elektrycznej kosztami systemu wsparcia wynikającego z ustalonego poziomu obowiązku i jednostkowej opłaty zastępczej.

Wprowadzenie do obrotu świadectw pochodzenia biogazu zwiększy sumaryczny wolumen świadectw uczestniczących w systemie wsparcia OZE. W przypadku wzrostu równoważącego różnicę wynikającą z produkcji energii elektrycznej, spodziewany jest względny spadek rynkowych cen świadectw uczestniczących w systemie wsparcia OZE. Doprowadzi to do ograniczenia obciążenia cen energii elektrycznej systemem wsparcia energii ze źródeł odnawialnych.

## 6. Wpływ aktu normatywnego na sytuację i rozwój regionalny

Przepisy projektu nie zawierają wprost odniesień do poszczególnych regionów, jednakże jak już wcześniej wskazano, mogą wystąpić efekty lokalnego pozytywnego oddziaływania na rozwój energetyki odnawialnej (szczególnie w obszarach posiadających istotne

konkurencyjne zasoby energii odnawialnej) oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej z ciepłem, jak również przedsiębiorstw współpracujących z tego rodzaju przedsiębiorstwami energetycznymi. To z kolei może pozytywnie wpływać na lokalne rynki pracy.

Z kolei budowa lub modernizacja połączeń międzysystemowych może poprawiać sytuację na rynkach pracy w rejonach nadgranicznych, w związku z prowadzonymi pracami budowlanymi przez przedsiębiorstwa budowy sieci oraz późniejszymi działaniami eksploatacyjnymi elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych.

Proponowane zmiany do ww. ustawy mają na celu m.in. rozwój mikroenergetyki, opartej o surowce pochodzenia rolniczego. Lokalnie dostępna energia, zarówno w postaci energii elektrycznej, jak i biogazu o jakości gazu ziemnego, przyczyni się do aktywizacji gospodarczej tych regionów. Dodatkowe przychody ze sprzedaży energii, będą pozytywnie oddziaływać na rozwój tych regionów.

Oparcie dostaw gazu oraz energii elektrycznej na wielu lokalnych wytwórniach biogazu wpłynie na poprawę jakości dostarczanej energii elektrycznej lub wręcz stworzy możliwość dostawy biogazu, o jakości gazu ziemnego, dla wielu mieszkańców obszarów wiejskich. Dywersyfikacja nośników energii oraz miejsc ich wytwarzania, w szczególności na terenach, gdzie nie ma zawodowych elektrowni lub elektrociepłowni, stanowić będzie odciążenie sieci przesyłowych krajowego systemu elektroenergetycznego. Działanie takie umożliwi dostarczenie energii zawartej w biogazie rolniczym odbiorcom na obszarach niezgazyfikowanych lub zgazyfikowanych w niewielkim stopniu (obszary, gdzie brak sieci przesyłowych lub występują niedobory tego nośnika) oraz wpłynie na stabilizację dostaw energii elektrycznej.

Potencjał produkcyjny krajowego rolnictwa docelowo umożliwi pozyskanie surowców (substratów) niezbędnych do wytworzenia około 5 – 6 mld m<sup>3</sup> biogazu o czystości metanu rocznie. Potencjał ten zakłada wykorzystanie w pierwszej kolejności produktów ubocznych i pozostałości rolnictwa, płynnych i stałych odchodów zwierzęcych oraz produktów ubocznych i pozostałości przemysłu rolno-spożywczego. Równocześnie z wykorzystaniem tych surowców przewiduje się prowadzenie upraw roślinnych, w tym określanych jako energetyczne, z przeznaczeniem na substrat dla biogazowni. Jest to możliwe docelowo na około 700 tys. ha, co pozwoli na pełne zabezpieczenie naszych potrzeb żywnościowych oraz pozyskanie surowców niezbędnych do wytwarzania biopaliw i biogazu. W szacunkach rolniczego potencjału produkcyjnego uwzględniono zmiany jakie wynikają z rozwoju:

budownictwa mieszkaniowego, usług i produkcji oraz infrastruktury transportowej. Ponadto założono, że wzrost popytu w naturalny sposób wywoła wzrost podaży (w tym przypadku produkcji i dostaw surowców energetycznych). Wykorzystanie produktów ubocznych rolnictwa, w tym płynnych i stałych odchodów zwierzęcych oraz pozostałości przemysłu rolno-spożywczego pozwoli na zachowanie podstawowej funkcji rolnictwa, którą jest produkcja żywności przy jednoczesnej produkcji biogazu rolniczego. Biogazownie rolnicze mogą odegrać ważną rolę w pielęgnacji krajobrazu przez zagospodarowanie traw i turzyc z parków narodowych (wymóg ich wykaszania raz w roku na użytkach zielonych znajdujących się na obszarze parków narodowych).

## 7. Skutki ekologiczne

Jednym z pośrednich celów ustawy jest również uwzględnienie wymagań ochrony środowiska naturalnego, a tym samym przyczynianie się do zrównoważonego rozwoju. Sprzyjać temu ma racjonalizacja zużycia energii (np. przez coraz bardziej skuteczne zarządzanie popytem), jak również wzrost udziału w produkcji energii elektrycznej źródeł o niższych emisjach, przede wszystkim źródeł odnawialnych i produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Przewiduje się przy tym, że wśród odnawialnych źródeł energii najszybciej rozwijać się będą lokalne źródła wykorzystujące biomasę i energię wiatru. To dodatkowo będzie wpływać na wzrost udziału rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej lokowanego w sieciach dystrybucyjnych kosztem wytwarzania scentralizowanego, zlokalizowanego w sieciach przesyłowych.

W ramach całej Unii Europejskiej oczekuje się, że rozwój połączeń międzysystemowych będzie sprzyjał rozwojowi energetyki wiatrowej zlokalizowanej w strefach przybrzeżnych, a także lepszemu wykorzystaniu istniejących źródeł wodnych, które stanowiłyby rezerwę dla źródeł wiatrowych silnie zależnych od warunków pogodowych. Dzięki rozwojowi energetyki wiatrowej, zastępującej energetykę cieplną wykorzystującą kopalne nośniki energii, można osiągnąć istotne oszczędności w zakresie emisji dwutlenku węgla do atmosfery.

Przewidywany rozwój generacji rozproszonej, w tym kogeneracji wysokosprawnej oraz odnawialnych źródeł energii wykorzystujących odpady komunalne istotnie wpłynie na zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska przez energetykę.

Jednakże rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, jak również połączeń międzysystemowych, który ma być skutkiem wdrożenia dyrektywy, może nieść także negatywne skutki dla środowiska. Wiąże się to głównie z negatywnym oddziaływaniem linii i stacji elektroenergetycznych na krajobraz, oddziaływaniem pól elektromagnetycznych na

środowisko. Wpływ linii elektroenergetycznych na krajobraz można minimalizować m.in. przez wykorzystanie wspólnych korytarzy dla inwestycji infrastrukturalnych (np. budowa linii energetycznych w pobliżu autostrad).

Ze względu na nierównomierny rozkład zasobów naturalnych wpływających na ekonomikę wykorzystania źródeł energii opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy, można się spodziewać stymulacji rozwoju terenów o większych możliwościach wykorzystania przedmiotowych źródeł energii (tj. tereny znajdujące się w pobliżu kopalń węgla kamiennego oraz o większych możliwościach pozyskania biomasy).

#### 8. Wskazanie źródeł finansowania

Wysokość kosztów rozwoju i modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, połączeń międzysystemowych, źródeł wytwórczych i utrzymania rezerw, a także koszty wynikające ze wzrostu wymagań w zakresie eksploatacji sieci, wpływających na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego i jakości dostaw, będzie uzależniona od ustanowionych krajowych standardów niezawodności i jakości pracy sieci elektroenergetycznych. Koszty rozwoju sieci elektroenergetycznych w całości mają być przenoszone na podmioty uczestniczące w rynku energii elektrycznej przez taryfy za użytkowanie sieci. Utrzymanie równowagi między wytwarzaniem i zapotrzebowaniem będzie realizowane przez mechanizmy rynku energii elektrycznej i dzięki nim związane z tym koszty będą efektywnie alokowane na poszczególnych użytkowników systemu elektroenergetycznego i uczestników rynku energii.

Jednym z podstawowych celów dyrektywy i ustawy jest poprawa bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych i zmniejszanie prawdopodobieństwa wystąpienia rozległych awarii systemowych na europejskim rynku energii elektrycznej. Skutki takich awarii są trudne do precyzyjnej oceny. Przyjmując, że wdrożenie przepisów będzie sprzyjać zmniejszeniu prawdopodobieństwa wystąpienia awarii systemowych, w pełni uzasadniony jest program rozwoju połączeń międzysystemowych oraz poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wdrożenie dyrektywy ma także sprzyjać polepszeniu warunków konkurencji na europejskim rynku energii elektrycznej. Dzięki temu zapewnianie warunków zbilansowania wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem ma być bardziej efektywne niż w warunkach scentralizowanych monopolii. Według szacunków, w dłuższej perspektywie powinno to doprowadzić do obniżenia marży stosowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne

dla odbiorców końcowych. Przewiduje się, że tylko realizacja na europejskim rynku energii elektrycznej projektów połączeń międzysystemowych o najwyższym priorytecie powinna zwiększyć zdolności przesyłowe o 12 800 MW.

Wspomniany wyżej wzrost cen energii elektrycznej może obciążyć dodatkowymi kosztami odbiorców końcowych tej energii, w tym gospodarstw domowych.

#### 9. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej. Zgodnie z art. 8 ust. 1 i 2 dyrektywy państwa członkowskie zobowiązane zostały do wprowadzenia w życie przepisów ustaw, rozporządzeń i przepisów administracyjnych, niezbędnych do stosowania dyrektywy do dnia 24 lutego 2008 r. Do dnia 1 grudnia 2007 r. państwa członkowskie zobowiązane zostały do przekazania Komisji tekstów przyjętych przepisów (uchwalonej przez Sejm RP ustawy) w dziedzinie objętej dyrektywą.

10. Projekt ustawy nie zawiera regulacji podlegających notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 z późn. zm.)

Projekt nie zawiera regulacji, które wymagają notyfikacji na podstawie art. 15 ust. 7 dyrektywy 2006/123/WE z dnia 12 grudnia 2006 r. dotyczącej usług na rynku wewnętrznym.

## Konsultacje społeczne

### Rozdzielnik:

1. Krajowa Izba Gospodarcza, ul. Trębacka 4, 00-074 Warszawa,
2. Polska Konfederacja Pracodawców Prywatnych LEWIATAN, ul. Klonowa 6, 00-591 Warszawa,
3. Business Center Club, Plac Żelaznej Bramy 10, 00-136 Warszawa,
4. Konfederacja Pracodawców Polskich, ul. Brukselska 7, 03-973 Warszawa,
5. Związek Rzemiosła Polskiego, 00-952 Warszawa, skrytka pocztowa 54,
6. Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki, ul. Czackiego 7/9, 00-043 Warszawa,
7. Federacja Związków Pracodawców Energetyki Polskiej, ul. Wadowicka 14, 30-415 Kraków,
8. Naczelna Organizacja Techniczna FSN-T, ul. Czackiego 3/5, 00-043 Warszawa,
9. Federacja Konsumentów, ul. Aleja Stanów Zjednoczonych 53, 04-028 Warszawa,
10. Komisja Krajowa NSZZ „Solidarność”, ul. Wały Piastowskie 24, 80-855 Gdańsk,
11. Sekretariat Górnictwa i Energetyki NSZZ „Solidarność”, ul. Floriana 7, 40-286 Katowice,
12. Sekcja Krajowa Energetyki NSZZ „Solidarność”, ul. Floriana 7, 40-286 Katowice,
13. Sekcja Krajowa Górnictwa Węgla Kamiennego NSZZ „Solidarność”, ul. Floriana 7, 40-286 Katowice,
14. Sekcja Krajowa Elektrowni i Elektrociepłowni NSZZ „Solidarność”, ul. Młodych Energetyków 12, 59-916 Bogatynia,
15. Sekcja Krajowa Górnictwa Węgla Brunatnego NSZZ „Solidarność”, ul. 600-lecia 9, K.W.B. Konin w Kleczewie, 62-540 Kleczew,
16. Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych, ul. Kopernika 36/40, 00-368 Warszawa,
17. Sekcja Energetyczna Związku Zawodowego Inżynierów i Techników Elektrownia Turów, ul. Młodych Energetyków 12, 59-916 Bogatynia 3,
18. Forum Związków Zawodowych, Pl. Teatralny 4, 85-069 Bydgoszcz,
19. Zrzeszenie Związków Zawodowych Energetyków, ul. Marszałkowska 21/25 lok. 76, 00-628 Warszawa,
20. Ogólnokrajowe Zrzeszenie Związków Zawodowych Pracowników Ruchu Ciągłego, ul. Ciołka 12/313, 01-402 Warszawa,

21. Federacja Związków Zawodowych Górnictwa Węgla Brunatnego, ul. Ciołka 12/313, 01-402 Warszawa,
22. Związek Zawodowy Górników w Polsce, Pl. Grunwaldzki 8/10, 40-127 Katowice,
23. Związek Województw Rzeczypospolitej Polskiej, ul. Świętojerska 5/7, 00-236 Warszawa,
24. Związek Powiatów Polskich, 33-300 Nowy Sącz, skr. pocztowa 119,
25. Związek Miast Polskich, ul. Robocza 46a, 61-517 Poznań,
26. Związek Gmin Wiejskich RP, ul. Kantaka 4, 61-812 Poznań,
27. Unia Metropolii Polskich, Pl. Defilad 1 PKiN p. 1801, 00-950 Warszawa,
28. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, ul. Poleczki 21, 02-822 Warszawa,
29. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, ul. Elegijna 59, 02-787 Warszawa,
30. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska, ul. Krucza 6/14, 00-950 Warszawa,
31. Izba Gospodarcza Gazownictwa, ul. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa,
32. Stowarzyszenie Naukowo Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazownictwa „SITPNiG”, ul. Lubicz 25, Kraków,
33. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej, ul. Gotarda 9, 02-683 Warszawa,
34. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej VIS VENTI, Al. Wojska Polskiego 154, 71-324 Szczecin,
35. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, ul. Królowej Jadwigi 1, 86-300 Grudziądz,
36. Towarzystwo Elektrowni Wodnych, ul. Piaskowa 18, 84-240 Reda,
37. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej, ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa,
38. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej, ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa,
39. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, ul. Krucza 6/14, 00-950 Warszawa,
40. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, ul. Krucza 6/14, 00-950 Warszawa,
41. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań,
42. Towarzystwo Obrotu Energią, ul. Czackiego 7/9/11, 00-043 Warszawa,
43. PSE Operator S.A., ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa,
44. Polski Komitet Energii Elektrycznej, ul. Czackiego 7/9, 00-043 Warszawa,
45. Towarowa Giełda Energii S.A., ul. Poleczki 23, 02-822 Warszawa,



46. Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., ul. Bohomolca 21,  
01-613 Warszawa,
47. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa,
48. Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o., ul. Otolińska 21, 09-407 Płock,
49. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego, ul. Rejtana 17 lok. 36,  
02-516 Warszawa,
50. Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii, ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań.



**URZĄD  
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ**

**SEKRETARZ  
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ  
SEKRETARZ STANU**

*Mikołaj Dowgielewicz*

Min.MD/157509/DP/MN

Warszawa, dnia 29 czerwca 2009 r.

**Pan Maciej Berek  
Sekretarz Rady Ministrów**

**Opinia o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw, wyrażona na podstawie art. 9 pkt 3 w związku z art. 2 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 pkt 2a ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Komitecie Integracji Europejskiej (Dz. U. Nr 106, poz. 494, z późn. zm.) przez Sekretarza Komitetu Integracji Europejskiej Mikołaja Dowgielewicza**

*Szanowny Panie Ministrze,*

W związku z przedłożonym projektem ustawy (pismo znak RM-10-43-09 z dnia 22 czerwca 2009 r.), pozwalam sobie wyrazić następującą opinię:

**Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.**

Z poważaniem,  
PODSEKRETARZ STANU

Do wiadomości:  
**Pan Waldemar Pawlak**  
Wiceprezes Rady Ministrów  
Minister Gospodarki

**ROZPORZĄDZENIE**  
**MINISTRA GOSPODARKI<sup>1)</sup>**

z dnia .....2009 r.

**w sprawie potwierdzania wytworzenia biogazu rolniczego oraz wprowadzania go do  
sieci dystrybucyjnej gazowej**

Na podstawie art. 9a ust. 11 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>2)</sup>) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

- 1) parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej;
- 2) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego;
- 3) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu rolniczego;
- 4) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej;
- 5) warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzania biogazu rolniczego.

**§ 2.1.** Ustala się następujące parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci dystrybucyjnych gazowych:

- 1) zawartość siarkowodoru nie przekracza 7,0 mg/m<sup>3</sup>;
- 2) zawartość siarki merkaptanowej nie przekracza 16 mg/m<sup>3</sup>
- 3) zawartość siarki całkowitej nie przekraczać 40,0 mg/m<sup>3</sup>;
- 4) zawartość par rtęci nie powinna przekraczać 30,0 µg/m<sup>3</sup>;

---

<sup>1)</sup> Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

<sup>2)</sup> Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 78, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 53, poz. 343 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 69, poz. 586.

- 5) temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa wynosi:
    - a) od 1 kwietnia do 30 września, nie więcej niż +3,7 °C,
    - b) od 1 października do 31 marca, nie więcej niż: -5 °C;
  - 6) ciepło spalania powinno wynosić nie mniej niż:
    - a) dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci, którą transportowany jest gaz ziemny wysokometanowy grupy E o wartości liczby Wobbego z zakresu 45,0-53,0 MJ/m<sup>3</sup> - 34 MJ/m<sup>3</sup>,
    - b) dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci, którą transportowany jest gaz ziemny zaazotowany podgrupy Lw o wartości liczby Wobbego z zakresu 37,5 – 45,0 MJ/m<sup>3</sup> - 30 MJ/m<sup>3</sup>,
    - c) dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci, którą transportowany jest gaz ziemny zaazotowany podgrupy Ls o wartości liczby Wobbego z zakresu 32,5-37,5 MJ/m<sup>3</sup>- 26,0 MJ/m<sup>3</sup>,
    - d) dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci, którą transportowany jest gaz ziemny zaazotowany podgrupy Ln o wartości liczby Wobbego z zakresu 27,0-32,5 MJ/m<sup>3</sup> - 22,0 MJ/m<sup>3</sup>,
    - e) dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci, którą transportowany jest gaz ziemny zaazotowany podgrupy Lm o wartości liczby Wobbego z zakresu 23,0-27,0 MJ/m<sup>3</sup> - 18,0 MJ/m<sup>3</sup>;
2. Parametry, o których mowa w ust. 1 są określone dla następujących warunków odniesienia:
- 1) dla procesu spalania:
    - a) ciśnienie - 101,325 kPa,
    - b) temperatura - 298,15 °K (25°C);
  - 2) dla objętości:
    - a) ciśnienie - 101,325 kPa,
    - b) temperatura - 273,15 °K (0°C).
3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych wykonuje co najmniej raz na 24 godziny badania poszczególnych parametrów jakościowych:
- 1) zawartości siarkowodoru;
  - 2) zawartość siarki merkaptanowej;
  - 3) zawartości siarki całkowitej;
  - 4) zawartości par rtęci;

- 5) ciepła spalania;
- 6) liczby Wobbego.

4. Pobranie próbek biogazu rolniczego do badania parametrów jakościowych powinno następować w punktach jego wprowadzania do systemu dystrybucyjnego gazowego.

§ 3. 1. Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego, ubiegając się o przyłączenie do sieci składa wnioski o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się dystrybucją paliw gazowych, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

2. W przypadku, gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia wymogów o których mowa w § 4, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych w terminie 14 dni od daty wpłynięcia wniosku wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie krótszym niż 21 dni. Jeżeli wniosek nie zostanie uzupełniony w wyznaczonym terminie, przedsiębiorstwo energetyczne pozostawia go bez rozpatrzenia.

3. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia ustala oraz udostępnia w swojej siedzibie i na swojej stronie internetowej przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych.

4. Przepisy ust. 1-3 stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmianę dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci.

§ 4. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wnioskodawcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego powinien zawierać:

- 1) firmę przedsiębiorcy;
- 2) określenie:
  - a) prognozy zmienności składu biogazu rolniczego,
  - b) parametrów jakościowych biogazu rolniczego, o których mowa w § 2,
  - c) terminu rozpoczęcia dostarczania biogazu rolniczego do sieci,
  - d) mocy przyłączeniowej,
  - e) mocy umownej;
- 3) informację o:

- a) przewidywanej ilości biogazu rolniczego dostarczanego do sieci w roku, w którym nastąpiło przyłączenie do sieci oraz w latach następnych,
  - b) maksymalnym i minimalnym ciśnieniu w miejscu dostarczania biogazu rolniczego do sieci w roku uruchomienia instalacji oraz w latach następnych;
- 4) opis wymagań w okresie rozruchu instalacji przyłączanej do sieci.

**§ 5.** Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia instalacji wytwarzającej biogaz rolniczy oraz jej parametry techniczne;
- 2) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem do sieci gazowej;
- 3) parametry techniczne przyłącza do sieci gazowej;
- 4) minimalne i maksymalne ciśnienie dostarczania biogazu rolniczego;
- 5) wymagania dotyczące układu pomiarowego oraz miejsce jego zainstalowania;
- 6) moc przyłączeniową;
- 7) planowany termin rozpoczęcia wprowadzania biogazu rolniczego do sieci dystrybucyjnej;
- 8) charakterystykę dostarczania biogazu rolniczego, w tym minimalne i maksymalne godzinowe, dobowe oraz roczne ilości jego dostarczania i odbioru;
- 9) miejsce podziału pomiędzy siecią lub instalacją do której tytuł prawny ma przedsiębiorstwo energetyczne oraz siecią lub instalacją do której tytuł prawny ma podmiot ubiegający się o przyłączenie;
- 10) wymagania dotyczące wyposażenia stacji gazowej i układu pomiarowego oraz rodzaju tego układu, a także telemetrii i warunków technicznych ochrony przeciwkorozyjnej;
- 11) sposób obliczania planowanej opłaty za przyłączenie;

**§ 6.** 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych wydaje warunki przyłączenia w terminie 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku.

2. W przypadku gdy wydanie warunków przyłączenia uzależnione jest od uzyskania warunków przyłączenia od innego przedsiębiorstwa energetycznego, terminy, o których mowa w ust. 1, przedłuża się o okres niezbędny do uzyskania tych warunków od innego przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust.1, informuje niezwłocznie wnioskodawcę o konieczności uzyskania warunków przyłączenia od innego przedsiębiorstwa energetycznego i terminie ich wydania.
4. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
5. Warunki przyłączenia są ważne przez 2 lata od dnia ich wydania.

§ 7. 1. W przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku warunków technicznych i ekonomicznych, o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych informuje niezwłocznie wnioskodawcę o odmowie ich wydania.

2. Na żądanie wnioskodawcy, o którym mowa w ust.1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, przedstawia informacje o działaniach, jakie muszą być podjęte w zakresie rozbudowy sieci, aby nastąpiło wydanie warunków przyłączenia i przyłączenie do sieci.

§ 8.1. Ilość biogazu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej jest podstawą do przeliczania na ekwiwalentne jednostki energii.

2. Przeliczenie, o którym mowa w ust. 1 powinno odbywać się w sposób przejrzysty, obiektywny i niedyskryminujący.

§ 9. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

## UZASADNIENIE

### § 1

W przepisie tym został określony zakres przedmiotowy rozporządzenia.

### § 2

Przepis określa parametry jakościowe biogazu rolniczego, który może zostać wprowadzony do sieci dystrybucyjnych gazowych. Zaznaczyć należy, iż przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych są zobowiązane do transportowania sieciami gazowymi tylko tych paliw gazowych, które spełniają wymagania jakościowe określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 6 kwietnia 2004 r. w *sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci* (Dz.U. Nr 105, poz.1113). W przepisach ww. rozporządzenia zdefiniowano podstawowe parametry jakościowe gazu ziemnego poprzez określenie:

- 7) dopuszczalnej zawartość siarkowodoru;
- 8) dopuszczalnej zawartość siarki merkaptanowej;
- 9) dopuszczalnej zawartość siarki całkowitej;
- 10) dopuszczalnej zawartość par rtęci;
- 11) dopuszczalnej temperatura punktu rosy wody;
- 12) minimalnej wartości ciepła spalania.

Ww. parametry jakościowe gazu ziemnego o zostały określone na podstawie następujących norm:

Polska Norma PN-C-04750 Paliwa gazowe - Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania,

Polska Norma PN-C-04751 Gaz ziemny – Ocena jakości.

Polska Norma PN-C-04752 Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci gazowej.

Polska Norma PN-C-04753 Gaz ziemny – jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej.

Biogaz rolniczy wprowadzany do sieci gazowej musi posiadać takie same parametry jakościowe jak inne rodzaje paliw gazowych transportowanych tą siecią. W przeciwnym razie jakość paliw gazowych w sieci ulegnie pogorszeniu, co negatywnie wpłynie na odbiorców. Dostarczanie odbiorcom paliwa gazowego, które nie spełnia ww. parametrów negatywnie



wpłyne na ich bezpieczeństwo oraz funkcjonowanie urządzeń i instalacji przyłączonych do sieci.

Ze względu na różne właściwości materiałów, z których wytwarzany jest biogaz rolniczy niezbędne jest badanie jego jakości raz na 24 godziny. Tylko takie rozwiązanie zapewni bezpieczne funkcjonowanie systemu gazowego.

### § 3

Przepis precyzuje procedurę postępowania w przypadku ubiegania się o przyłączenie do sieci instalacji wytwarzającej biogaz rolniczy. Zgodnie z jego postanowieniami wniosek o określenie „warunków przyłączenia” powinien zostać złożony odpowiedniemu przedsiębiorstwu dystrybucyjnemu.

W przypadku gdy złożony wniosek nie spełnia wymagań określonych w przepisach rozporządzenia przedsiębiorstwo energetyczne wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku. Jeśli wniosek nie zostanie uzupełniony zgodnie z wezwaniem przedsiębiorstwo ma prawo pozostawić wniosek bez rozpatrzenia.

Tak więc w przypadku późniejszego skompletowania wymaganych załączników i elementów wniosku należy złożyć go ponownie, rozpoczynając kolejną procedurę uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci.

Procedura złożenia wniosku o określenia warunków przyłączenia do sieci znajduje zastosowanie także w przypadku zwiększenia zapotrzebowania na moc przyłączeniową oraz w razie zmiany warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci już przyłączonego podmiotu.

### § 4

Przepis wskazuje jakie elementy powinien zawierać wniosek. Wyszczególnione w rozporządzeniu wymagania są katalogiem zamkniętym, przedsiębiorstwo nie powinno żądać innych danych lub dokumentów. Celem przedmiotowego przepisu jest ochrona wnioskodawców przed podawaniem zbyt wielu informacji, które nie są niezbędne do rozpatrzenia wniosku. Celem rozporządzenia jest także ochrona wnioskodawców przed koniecznością dostarczania zbyt wielu dokumentów, co mogłoby generować dla nich nieuzasadnione koszty.

## § 5

Przepis określa minimalną zawartość dokumentu określającego warunki przyłączenia do sieci. Warunki przyłączenia do sieci określają: miejsce podłączenia instalacji wytwarzających biogaz rolniczy, zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem, parametry techniczne przyłącza, wymagania dotyczące układu pomiarowego i miejsca jego zainstalowania, które powinno zapewniać przedsiębiorstwu energetycznemu swobodny dostęp do układu pomiarowego. Ponadto w warunkach należy określić charakterystykę dostarczania biogazu rolniczego, w tym minimalne i maksymalne godzinowe, dobowe oraz roczne ilości poboru i odbioru biogazu. Przedsiębiorstwo energetyczne w warunkach przyłączenia wskazuje także miejsce rozgraniczenia własności pomiędzy siecią przedsiębiorstwa energetycznego a instalacją podmiotu przyłączanego. Zapis taki jest wprowadzony, by strony precyzyjnie określały odcinki gazociągu będące własnością przedsiębiorstwa energetycznego oraz przyłączanego odbiorcy.

Warunki przyłączenia ponadto zawierają wymagania dotyczące wyposażania stacji gazowej i układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz rodzaju układu pomiarowo-rozliczeniowego, jak również telemetrii i warunków technicznych ochrony przeciwkorozyjnej.

Warunki przyłączenia określają również sposób określania opłaty za przyłączenie. Sposób kalkulacji opłaty za przyłączenie do sieci uregulowany został w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 28, poz. 165). W warunkach przyłączenia należy wskazać zasady kalkulacji opłat zgodnie z ww. rozporządzeniem.

## § 6

Przepis ustanawia maksymalne okresy na wydanie warunków przyłączeniowych dla instalacji wytwarzających biogaz rolniczy -60 dni. Terminy liczone są od dnia złożenia kompletnych wniosków. Termin ulega automatycznie wydłużeniu w sytuacji, w której do wydania warunków przyłączenia potrzebne są dodatkowo odrębne warunki przyłączeniowe od podmiotu trzeciego. Przedsiębiorstwo energetyczne zwraca się w takiej sytuacji o wydanie warunków przyłączenia do innego przedsiębiorstwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne, do którego inne przedsiębiorstwo energetyczne zwróciło się o

wydanie warunków przyłączenia obowiązane jest dotrzymywać terminów określonych w przedmiotowym przepisie.

Do wydawanych warunków przyłączenia dołącza się projekt umowy o przyłączenie.

#### § 7

W razie odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji wytwarzającej biogaz rolniczy podmiot, w terminach analogicznych jak dla wydania warunków przyłączenia, powinien podać przyczyny odmowy. W przypadku odmowy z przyczyn technicznych, na żądanie zainteresowanego, przedsiębiorstwo wydaje opinię zawierającą skrócone informacje o działaniach, jakie musi ono podjąć w zakresie rozbudowy sieci.

#### § 8

Ilość biogazu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej jest podstawą do przeliczania na ekwiwalentne jednostki energii

#### § 9

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia

R O Z P O R Z A D Z E N I E

**MINISTRA GOSPODARKI<sup>1)</sup>**

z dnia ..... 2009 r.

w sprawie określenia sposobu i trybu organizowania i przeprowadzania przetargu na sprzedaż energii elektrycznej

Na podstawie art. 49a ust. 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>2)</sup>) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa sposób i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu na sprzedaż energii elektrycznej, zwanego dalej „przetargiem”, przez przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 49a ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwane dalej „przedsiębiorstwem energetycznym”.

**§ 2.** Przetarg organizuje i przeprowadza przedsiębiorstwo energetyczne albo na jego zlecenie podmiot gospodarczy, zwany dalej „prowadzącym przetarg”.

**§ 3.** Przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia, aby czynności związane z przygotowaniem i przeprowadzeniem przetargu wykonywały osoby zapewniające bezstronność i obiektywizm.

**§ 4. 1.** Osoby przygotowujące i przeprowadzające przetarg podlegają wyłączeniu, jeżeli:

- 1) ubiegają się o kupno energii elektrycznej będącej przedmiotem przetargu;
- 2) pozostają w związku małżeńskim, w stosunku pokrewieństwa lub powinowactwa w linii prostej, pokrewieństwa lub powinowactwa w linii bocznej do drugiego stopnia lub są związane z tytułu przysposobienia, opieki lub kurateli z oferentem, jego zastępcą prawnym lub członkami organów zarządzających lub organów nadzorczych oferenta;

- 3) przed upływem 2 lat od dnia wszczęcia przetargu pozostawały w stosunku pracy lub zlecenia z oferentem lub były członkami organów zarządzających lub organów nadzorczych oferenta;
- 4) pozostają z oferentem w takim stosunku prawnym lub faktycznym, że może to budzić uzasadnione wątpliwości co do bezstronności tych osób;
- 5) zostały prawomocnie skazane za przestępstwo popełnione w związku z przetargiem, przestępstwo przekupstwa, przestępstwo przeciwko obrotowi gospodarczemu lub inne przestępstwo popełnione w celu osiągnięcia korzyści majątkowych.

2. Osoby przygotowujące i przeprowadzające przetarg składają, pod rygorem odpowiedzialności karnej za fałszywe zeznania, pisemne oświadczenie o braku lub istnieniu okoliczności, o których mowa w ust. 1.

3. Czynności podjęte w przetargu przez osobę podlegającą wyłączeniu po powzięciu przez nią wiadomości o okolicznościach, o których mowa w ust. 1, powtarza się, z wyjątkiem otwarcia ofert oraz innych czynności faktycznych niewpływających na wynik przetargu.

**§ 5. 1.** Ogłoszenie o przetargu zamieszcza się w dzienniku o zasięgu lokalnym, z zastrzeżeniem ust. 2, oraz na widocznym miejscu w lokalu przedsiębiorstwa energetycznego lub na jego stronie internetowej, a także w innych miejscach przyjętych zwyczajowo do umieszczania ogłoszeń. W przypadku gdy przeprowadzenie przetargu zlecono podmiotowi gospodarczemu – także w miejscu wykonywania działalności przez ten podmiot.

2. Jeżeli cena wywoławcza sprzedawanej energii elektrycznej przewyższa równowartość w złotych kwoty 10 000 euro, ogłoszenie o przetargu zamieszcza się w dzienniku o zasięgu ogólnopolskim oraz na stronie internetowej przedsiębiorstwa energetycznego.

**§ 6. 1.** W ogłoszeniu o przetargu określa się:

- 1) firmę, siedzibę i adres przedsiębiorstwa energetycznego lub prowadzącego przetarg;
- 2) termin i miejsce przeprowadzenia przetargu;
- 3) ilość sprzedawanej energii elektrycznej;
- 4) wysokość ceny wywoławczej, wadium oraz postąpienia;
- 5) termin i sposób wnoszenia wadium;
- 6) miejsce, termin i tryb składania ofert oraz okres, w którym oferta jest wiążąca;
- 7) pouczenie o treści § 8 ust. 1 oraz § 9 i 20;
- 8) w przypadku przetargu pisemnego - pouczenie o treści § 22 ust. 2.

2. Przetarg może się odbyć nie wcześniej niż po upływie 30 dni od dnia zamieszczenia ogłoszenia o przetargu.

**§ 7.** W przetargu jako oferenci mogą brać udział osoby fizyczne i osoby prawne, jeżeli wpłacą prowadzącemu przetarg wadium w wysokości, terminie i sposobie określonych w obwieszczeniu o przetargu.

**§ 8. 1.** Warunkiem przystąpienia do przetargu jest wniesienie wadium w wysokości 10 % ceny wywoławczej sprzedawanej energii elektrycznej.

2. Wadium wnosi się w gotówce.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne może dopuścić wnoszenie wadium w papierach wartościowych, określając ich kategorie.

4. Prowadzący przetarg, niezwłocznie przed wywołaniem licytacji albo niezwłocznie po otwarciu ofert sprawdza czy oferenci wnieśli wadium w należytej wysokości.

**§ 9. 1.** Wadium przepada na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, jeżeli żaden z uczestników przetargu nie zaoferuje ceny wywoławczej.

2. Wadium złożone przez oferentów, których oferty nie zostaną przyjęte, zostanie zwrócone bezpośrednio po dokonaniu wyboru oferty.

3. Wadium złożone przez nabywcę zostanie zarachowane na poczet ceny. Jeżeli wadium było złożone przez nabywcę w innej formie niż w gotówce, ulega ono zwrotowi po zapłaceniu ceny nabycia.

4. Wadium przepada na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, jeżeli oferent, którego oferta zostanie przyjęta, uchyli się od zawarcia umowy.

**§ 10. 1.** Oferta powinna zawierać:

- 1) imię, nazwisko i adres lub nazwę (firmę) i siedzibę oferenta;
- 2) oferowaną cenę;
- 3) oświadczenie oferenta, że zapoznał się z przedmiotem przetargu.

2. Ofertę wraz z wymaganymi dokumentami składa się w zaklejonej kopercie w miejscu i terminie określonym w ogłoszeniu o przetargu.

**§ 11.** Sprzedaż energii elektrycznej nie może nastąpić za cenę niższą od ceny wywoławczej.

**§ 12.** Złożenie jednej ważnej oferty wystarcza do odbycia przetargu.

**§ 13.** 1. Przetarg przeprowadza się w formach:

- 1) przetargu ustnego;
- 2) przetargu pisemnego.

2. Jeżeli wartość sprzedawanej energii elektrycznej przekracza równowartość w złotych kwoty 10 000 euro, przetarg przeprowadza się w formie przetargu ustnego.

**§ 14.** 1. Przetarg ustny odbywa się w drodze publicznej licytacji.

2. Licytację prowadzi osoba fizyczna wyznaczona przez prowadzącego przetarg, zwana dalej "licytatorem".

**§ 15.** Wywołując licytację, podaje się do wiadomości przedmiot przetargu oraz jego cenę wywoławczą.

**§ 16.** Postąpienie nie może wynosić mniej niż jeden procent ceny wywoławczej.

**§ 17.** Po ustaniu postąpienia licytator, uprzedzając obecnych, po trzecim ogłoszeniu, zamyka przetarg i udziela przybicia oferentowi, który zaoferował najwyższą cenę.

**§ 18.** Z chwilą przybicia dochodzi do zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej .

**§ 19.** Nabywca energii elektrycznej dokonuje zapłaty ceny nabycia tej energii w terminie wyznaczonym przez prowadzącego przetarg, nie dłuższym niż 14 dni od dnia zamknięcia przetargu.

**§ 20.** Nabywca, który w terminach określonym zgodnie z § 19 nie uiści ceny nabycia, traci prawa wynikające z przybicia oraz złożone wadium.

**§ 21.** 1. Licytator sporządza protokół z przebiegu licytacji, który powinien zawierać:

- 1) oznaczenie czasu i miejsca licytacji;
- 2) imię i nazwisko licytatora;
- 3) przedmiot przetargu i wysokość ceny wywoławczej;
- 4) listę uczestników licytacji, z wyszczególnieniem wysokości i rodzaju wniesionego wadium;
- 5) imię, nazwisko i miejsce zamieszkania albo firmę i siedzibę nabywcy.

- 6) cenę zaoferowaną przez nabywcę;
- 7) oznaczenie sumy, jaką nabywca uiszczył na poczet ceny;
- 8) wnioski i oświadczenia osób uczestniczących w licytacji;
- 9) wzmiankę o odczytaniu protokołu w obecności uczestników licytacji;
- 10) podpis licytatora oraz podpis nabywcy albo wzmiankę o przyczynie braku jego podpisu.

2. Jeżeli nabywca nie uiszczy ceny nabycia w wyznaczonym terminie, należy niezwłocznie uczynić o tym wzmiankę na protokole licytacji. Taką samą wzmiankę należy uczynić o wpłaceniu w wyznaczonym terminie ceny nabycia.

3. Datę sporządzenia protokołu uważa się za dzień zakończenia przetargu.

**§ 22.** 1. Prowadzący przetarg pisemny dokonuje otwarcia ofert i stwierdza brak ich naruszenia oraz ustala, które z nich uznaje się, zgodnie z obowiązującymi przepisami, za ważne oraz czy oferenci uiszczyli wymagane wadium, a następnie wybiera oferenta, który zaoferował cenę najwyższą.

2. W razie ustalenia, że kilku oferentów zaoferowało tę samą cenę, prowadzący przetarg informuje oferentów o terminie i miejscu kontynuacji przetargu w formie licytacji.

3. W przypadku obecności wszystkich oferentów prowadzący przetarg kontynuuje przetarg w formie licytacji.

**§ 23.** Nabywca energii elektrycznej dokonuje zapłaty ceny nabycia tej energii w terminie wyznaczonym przez prowadzącego przetarg pisemny, nie dłuższym niż 14 dni od dnia zamknięcia przetargu.

**§ 24.** 1. Do przetargu pisemnego stosuje się odpowiednio przepisy § 20.

2. Z przebiegu przetargu pisemnego sporządza się protokół; przepis § 21 stosuje się odpowiednio do sporządzania protokołu.

**§ 25.** Przedsiębiorstwo energetyczne może sprzedać energię elektryczną bez przeprowadzenia przetargu, w przypadku gdy:

- 1) ustawa tak stanowi;



- 2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję zwalniającą to przedsiębiorstwo z obowiązku sprzedaży tej energii w drodze przetargu, o której mowa w art. 49a ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne;
- 3) uchwała walnego zgromadzenia lub statut tego przedsiębiorstwa przewiduje wykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przez sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej.

**§ 26.** Prowadzący przetarg stwierdza unieważnienie przetargu w przypadku:

- 1) przeprowadzenia przetargu z naruszeniem przepisów;
- 2) określenia warunków przetargu w sposób uniemożliwiający publiczny i równy dostęp do energii elektrycznej sprzedawanej w tym przetargu.

**§ 27.** Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.

MINISTER GOSPODARKI

<sup>1)</sup> Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

<sup>2)</sup> Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 69, poz. 586.

## Uzasadnienie

Projekt ustawy o zmianie ustawy – *Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw* nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem tej energii oraz mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o *zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej* (Dz. U. Nr 130, poz. 905 oraz z 2008 r. Nr 58, poz. 357) lub wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu lub na giełdach towarowych. Jeżeli to przedsiębiorstwo energetyczne nie ma prawa do otrzymywania ww. środków to wówczas jest obowiązane do sprzedaży, na tych zasadach, energii elektrycznej w ilości nie mniejszej niż: 30% w 2011 r., 40% w 2012 r. i 50% w 2013 r. Funkcjonowanie giełd towarowych i obrót towarami giełdowymi został uregulowany w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o *giełdach towarowych* (Dz. U. z 2005 r. Nr 121, poz. 1019). Ze względu na to, że przetarg stanowi formę równoznaczną z giełdą towarową oraz skalę zjawiska tj. ilość zawieranych transakcji i ich wielkość wskazane jest określenie, w drodze rozporządzenia, sposobu i trybu organizowania i przeprowadzania przetargu.

Na podstawie delegacji zawartej w art. 49a ust. 10 Minister Gospodarki przygotował projekt ww. rozporządzenia. Wydając rozporządzenie Minister Gospodarki kierował się koniecznością ochrony konkurencji na rynku energii elektrycznej, realizacji zadań operatora systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia równoprawnego traktowania uczestników przetargu.

Zgodnie z § 2 przetarg organizuje i przeprowadza przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem tej energii oraz mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o *zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej* lub wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Przedsiębiorstwo energetyczne ma zapewnić, aby czynności związane z przygotowaniem i przeprowadzeniem przetargu wykonywały osoby zapewniające bezstronność i obiektywizm. Dlatego w § 4 wskazano osoby, które nie mogą dokonywać czynności związanych z przygotowywaniem i przeprowadzaniem przetargu. Ponadto

nałożono na osoby mające przygotować i przeprowadzić przetarg obowiązek złożenia, pod rygorem odpowiedzialności karnej za fałszywe zeznania, pisemnego oświadczenia o braku lub istnieniu okoliczności wyłączających ich prawo do dokonania tych czynności. Zgodnie z ust. 3 tego artykułu czynności podjęte w przetargu przez osobę podlegającą wyłączeniu po powzięciu przez nią wiadomości o okolicznościach wyłączających prawo do przygotowania i przeprowadzenia przetargu powtarza się. Zapisy te mają na celu zapewnienie rzetelności przy przeprowadzaniu przetargu.

Ogłoszenie o przetargu powinno być zamieszczone w dzienniku o zasięgu lokalnym, chyba że cena wywoławcza sprzedawanej energii elektrycznej przewyższa równowartość kwoty określonej w tym rozporządzeniu. Wówczas to ogłoszenie o przetargu zamieszcza się w dzienniku o zasięgu ogólnopolskim oraz na stronie internetowej przedsiębiorstwa energetycznego. Ogłoszenie to powinno być również zamieszczone na widocznym miejscu w lokalu przedsiębiorstwa energetycznego lub na jego stronie internetowej, a także w innych miejscach przyjętych zwyczajowo do umieszczania ogłoszeń. W przypadku gdy przeprowadzenie przetargu zlecono podmiotowi gospodarczemu – także w miejscu wykonywania działalności przez ten podmiot. Zapisy te gwarantują możliwość dowiedzenia się o zorganizowaniu przetargu na sprzedaż energii elektrycznej przez wszystkie zainteresowane tym osoby.

W § 6 określono katalog niezbędnych informacji, które powinno zawierać ogłoszenie o przetargu oraz termin, w którym ma odbyć się przetarg, liczony od dnia zamieszczenia ogłoszenia o przetargu.

Osoby fizyczne i osoby prawne biorące udział w przetargu zostały zobowiązane do wniesienia wadium w wysokości 10 % ceny wywoławczej sprzedawanej energii elektrycznej. Wadium jest niezbędnym warunkiem przystąpienia do przetargu i jego wniesienie jest sprawdzane przez prowadzącego przetarg. Stanowi ono typową w przetargu instytucję zabezpieczającą interesy przedsiębiorstwa energetycznego sprzedającego energię elektryczną. Wadium przepada na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, jeżeli żaden z uczestników przetargu nie zaoferuje ceny wywoławczej a także jeżeli oferent, którego oferta zostanie przyjęta, uchyli się od zawarcia umowy. Wadium złożone przez oferentów, których oferty nie zostaną przyjęte, zostanie zwrócone bezpośrednio po dokonaniu wyboru oferty zaś złożone przez nabywcę zostanie

zarachowane na poczet ceny. Jeżeli wadium było złożone przez nabywcę w innej formie niż w gotówce, ulega ono zwrotowi po zapłaceniu ceny nabycia.

W rozporządzeniu określono również zawartość oferty oraz sposób jej wnoszenia.

Zgodnie z § 12 złożenie jednej ważnej oferty wystarcza do odbycia przetargu.

Przetarg może odbyć się w dwóch formach: w formie pisemnej i formie ustnej. Ten drugi odbywa się w drodze licytacji publicznej przeprowadzanej przez osobę fizyczną wyznaczoną przez prowadzącego przetarg. W projekcie rozporządzenia określono w sposób szczegółowy procedurę zawierania umowy na sprzedaż energii elektrycznej w drodze licytacji jak również przetargu pisemnego. Zarówno przetarg pisemny jak i też ustny wygrywa ten oferent, który zaproponował najwyższą cenę. W razie ustalenia, że kilku oferentów w przetargu pisemnym zaoferowało tę samą cenę, prowadzący przetarg informuje oferentów o terminie i miejscu kontynuacji przetargu w formie licytacji. W przypadku obecności wszystkich oferentów prowadzący przetarg kontynuuje przetarg w formie licytacji. Z przeprowadzonej licytacji licytator sporządza protokół. Zarówno w przetargu pisemnym jak i też ustnym nabywca energii elektrycznej dokonuje zapłaty ceny nabycia tej energii w terminie wyznaczonym przez prowadzącego przetarg pisemny, jednak nie dłuższym niż określony w rozporządzeniu.

Zgodnie z § 11 sprzedaż energii elektrycznej nie może nastąpić za cenę niższą od ceny wywoławczej.

W § 25 wskazane zostały przypadki, w których przedsiębiorstwo energetyczne może sprzedać energię elektryczną bez przeprowadzenia przetargu.

Unieważnienie przetargu przez prowadzącego przetarg może nastąpić w przypadku przeprowadzenia przetargu z naruszeniem przepisów oraz określenia warunków przetargu w sposób uniemożliwiający publiczny i równy dostęp do energii elektrycznej sprzedawanej w tym przetargu.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia, z uwagi na konieczność zapewnienia przedsiębiorstwom energetycznym możliwości wykonywania przez nie obowiązków wynikających z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w drodze przetargu, równocześnie z wejściem w życie ww. przepisu ustawy.