

**U S T A W A   z dnia ..... 2010 r.**  
**o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>)  
i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania<sup>1</sup>**

**Rozdział 1**  
**Przepisy ogólne**

**Art. 1.**

Ustawa określa zasady funkcjonowania systemu bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania.

**Art. 2.**

1. Ilekroć w ustawie jest mowa o:

1) dużym źródle spalania – rozumie się przez to:

- a) kocioł energetyczny, kocioł ciepłowniczy lub turbinę gazową, o nominalnej mocy cieplnej, rozumianej jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 50 MW,
- b) przewód kominowy, do którego podłączone są kotły energetyczne, kotły ciepłownicze lub turbiny gazowe, o łącznej nominalnej mocy cieplnej, rozumianej jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 50 MW, w przypadku gdy dla tych urządzeń pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r.;

---

<sup>1</sup> Niniejsza ustawa w zakresie swojej regulacji w części dotyczącej emisji z dużych źródeł spalania, będzie mechanizmem wspomagającym realizację zapisów następujących aktów prawnych Unii Europejskiej:

- 1) dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz. Urz. WE L 309 z 27.11.2001, str. 1; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 15, t. 6, str. 299);
- 2) postanowień Traktatu między Królestwem Belgii, Królestwem Danii, Republiką Federalną Niemiec, Republiką Grecką, Królestwem Hiszpanii, Republiką Francuską, Irlandią, Republiką Włoską, Wielkim Księstwem Luksemburga, Królestwem Niderlandów, Republiką Austrii, Republiką Portugalską, Republiką Finlandii, Królestwem Szwecji, Zjednoczonym Królestwem Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej (Państwami Członkowskimi Unii Europejskiej) a Republiką Czeską, Republiką Estońską, Republiką Cypryjską, Republiką Łotewską, Republiką Litewską, Republiką Węgierską, Republiką Malty, Rzeczypospolitą Polską, Republiką Słowenii, Republiką Słowacką dotyczącego przystąpienia Republiki Czeskiej, Republiki Estońskiej, Republiki Cypryjskiej, Republiki Łotewskiej, Republiki Litewskiej, Republiki Węgierskiej, Republiki Malty, Rzeczypospolitej Polskiej, Republiki Słowenii, Republiki Słowackiej do Unii Europejskiej, (Dz. Urz. UE L 236 z 23 września 2003 r.; Załącznik XII, część 13, lit. D, sekcja 2).

Niniejszą ustawą zmienia się ustawę z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska, ustawę z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, ustawę z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko oraz ustawę z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji

- 2) emisji – rozumie się przez to dwutlenek siarki lub tlenki azotu wprowadzane do powietrza z dużego źródła spalania lub kilku dużych źródeł spalania;
  - 3) grupie bilansowej – rozumie się przez to grupę zakładów zarządzanych przez tego samego operatora, działającą w celu wspólnego rozliczania w ramach systemu bilansowania;
  - 4) operatorze – rozumie się przez to podmiot uprawniony na podstawie tytułu prawnego do zarządzania zakładem lub reprezentowania grupy bilansowej;
  - 5) produkcji energii elektrycznej – rozumie się przez to produkcję energii elektrycznej brutto, oznaczającą ilość energii wytworzonej przez generatory i zmierzoną na zaciskach tych generatorów;
  - 6) produkcji ciepła – rozumie się przez to produkcję ciepła netto, oznaczającą zmierzoną za pomocą urządzeń pomiarowych ilość ciepła przeznaczoną dla odbiorców na cele grzewcze i przemysłowe, łącznie z ciepłem zużywanym na te cele w zakładzie; do produkcji ciepła należy zaliczać również ciepło zużyte w zakładzie na cele przemysłowe niezwiązane z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz na cele grzewcze pomieszczeń nieprodukcyjnych;
  - 7) roku sprawozdawczym – rozumie się przez to poprzedni rok kalendarzowy;
  - 8) tlenkach azotu – rozumie się przez to sumę tlenków azotu bez podtlenku azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu;
  - 9) tytule prawnym – rozumie się przez to tytuł prawny w rozumieniu art. 3 pkt 41 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska;
  - 10) uprawnieniu do emisji – rozumie się przez to uprawnienie do wprowadzania do powietrza 1 kg dwutlenku siarki albo uprawnienie do wprowadzania do powietrza 1 kg tlenków azotu, w danym roku sprawozdawczym;
  - 11) zakładzie – rozumie się przez to duże źródło spalania lub kilka dużych źródeł spalania wraz z terenem, do którego operator posiada tytuł prawny.
2. Przepisów ustawy nie stosuje się do urządzeń stosowanych w napędzie pojazdu, statku lub samolotu oraz turbin gazowych stosowanych na platformach morskich.

## **Rozdział 2**

### **System bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania**

#### **Art. 3.**

1. W ramach systemu bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania, zwanego dalej „systemem bilansowania”, są zbierane, gromadzone, bilansowane, rozliczane, przetwarzane, szacowane i zestawiane informacje o emisjach i wielkościach emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu.
2. System bilansowania obejmuje informacje o:
  - 1) wielkościach emisji;
  - 2) wielkościach produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła.
3. W ramach systemu bilansowania:
  - 1) określa się roczny limit emisji dwutlenku siarki i roczny limit emisji tlenków azotu dla zakładu albo grupy bilansowej z podziałem na zakłady;
  - 2) określa się liczbę uprawnień do emisji dla zakładu albo grupy bilansowej z podziałem na zakłady;
  - 3) dokonuje się porównania:
    - a) emisji dwutlenku siarki z rocznym limitem emisji dwutlenku siarki,
    - b) emisji tlenków azotu z rocznym limitem emisji tlenków azotu- dla zakładu albo grupy bilansowej;
  - 4) ustala się opłatę zastępczą za emisję, na którą operator nie posiada uprawnień.

#### **Art. 4.**

Systemem bilansowania administruje Krajowy ośrodek bilansowania i zarządzania emisjami, o którym mowa w art. 3 ust. 1 ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070 i Nr 215, poz. 1664), zwany dalej „Krajowym ośrodkiem”.

#### **Art. 5.**

1. Tworzy się rejestr uprawnień do emisji dwutlenku siarki i uprawnień do emisji tlenków azotu, zwany dalej „rejestrem uprawnień do emisji”.
2. Rejestrem uprawnień do emisji administruje Krajowy ośrodek.

3. W rejestrze uprawnień do emisji tworzy się rachunek dla każdego zakładu, na którym gromadzi się informacje, o których mowa w ust. 7.
4. Operator jest obowiązany do posiadania rachunku w rejestrze uprawnień do emisji dla każdego zakładu, z zastrzeżeniem ust. 5.
5. W przypadku rozliczania zakładów w grupie bilansowej operator jest obowiązany do posiadania rachunku w rejestrze uprawnień do emisji dla grupy bilansowej.
6. Rachunek w rejestrze uprawnień do emisji tworzy Krajowy ośrodek na wniosek operatora. Wniosek o utworzenie rachunku powinien zawierać dane, o których mowa w ust. 7 pkt 1-5 oraz kopię dowodu tożsamości osób upoważnionych do zarządzania rachunkiem, poświadczoną za zgodność z oryginałem.
7. Rejestr uprawnień do emisji jest prowadzony w formie elektronicznej i dla każdego rachunku zawiera:
  - 1) nazwę operatora;
  - 2) adres siedziby operatora oraz adres do korespondencji;
  - 3) numer identyfikacji podatkowej (NIP) operatora, numer identyfikacyjny w krajowym rejestrze urzędowym podmiotów gospodarki narodowej (REGON) oraz numer w Krajowym Rejestrze Sądowym (KRS) albo numer, pod którym została zarejestrowana działalność gospodarcza;
  - 4) nazwę i adres każdego zakładu;
  - 5) dane dwóch osób upoważnionych do zarządzania rachunkiem w rejestrze uprawnień do emisji w imieniu operatora:
    - a) imię i nazwisko,
    - b) stanowisko,
    - c) data i miejsce urodzenia,
    - d) seria i numer dowodu tożsamości lub numer paszportu oraz identyfikator nadany w systemie ewidencji ludności (PESEL),
    - e) numer telefonu, nr faksu i adres poczty elektronicznej,
    - f) adres do korespondencji;
  - 6) informacje o:
    - a) wielkości rocznej produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła,
    - b) wielkości rocznej emisji,
    - c) rocznych limitach emisji

- dla zakładu albo grupy bilansowej z podziałem na zakłady odpowiednio dla dwutlenku siarki i tlenków azotu

7) informacje o:

- a) uprawnieniach do emisji odpowiadających rocznym limitom emisji,
  - b) liczbie sprzedanych lub zakupionych uprawnień do emisji,
  - c) wielkości emisji, za którą uiszczono opłaty zastępcze i wysokości uiszczonych opłat zastępczych
- dla zakładu albo grupy bilansowej odpowiednio dla dwutlenku siarki i tlenków azotu.

8. Krajowy ośrodek wprowadza do rejestru uprawnień do emisji informacje, o których mowa w ust. 7:

- 1) pkt 1-5 na podstawie wniosku, o którym mowa w ust. 6;
- 2) pkt 6 lit a i b na podstawie raportu rocznego, o którym mowa w art. 6 ust. 1;
- 3) pkt 7 lit c na podstawie informacji, o których mowa w art. 13 ust. 6.

9. Zmiana danych, o których mowa w ust. 7 pkt 1-5, w tym zmiana operatora, wymaga złożenia przez operatora do Krajowego ośrodka wniosku o aktualizację danych na rachunku w rejestrze uprawnień do emisji. Wniosek o aktualizację danych na rachunku w rejestrze uprawnień do emisji powinien być złożony do Krajowego ośrodka niezwłocznie, nie później niż 20 dnia od zaistnienia zdarzenia powodującego zmiany.

10. Zamknięcie rachunku w rejestrze uprawnień do emisji, następuje na wniosek operatora w przypadku:

- 1) likwidacji zakładu, jeżeli nie wchodzi w skład grupy bilansowej;
- 2) likwidacji wszystkich zakładów grupy bilansowej;
- 3) modernizacji przeprowadzonej w zakładzie, powodującej niespełnienie kryteriów uczestnictwa w systemie, jeżeli nie wchodzi w skład grupy bilansowej;
- 4) modernizacji przeprowadzonej we wszystkich zakładach grupy bilansowej, powodującej niespełnienie kryteriów uczestnictwa w systemie bilansowania.

11. Wniosek o zamknięcie rachunku w rejestrze uprawnień do emisji powinien być złożony do Krajowego ośrodka niezwłocznie, nie później niż 20 dnia od zaistnienia zdarzenia powodującego zmiany, o których mowa w ust. 10.

12. Minister właściwy do spraw środowiska określi, w drodze rozporządzenia, tryb i sposób złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 6, 10, kierując się potrzebą sprawnego

funkcjonowania systemu bilansowania oraz warunki otwierania rachunku operatora w rejestrze uprawnień do emisji

13. Krajowy ośrodek określa w regulaminie szczegółowe warunki administrowania i utrzymywania rachunku operatora w rejestrze uprawnień do emisji i zamieszcza go na swojej stronie internetowej.

#### **Art. 6.**

1. Operator sporządza dla zakładu albo grupy bilansowej z podziałem na zakłady, raport miesięczny i raport roczny, zawierające dane, o których mowa w art. 5 ust. 7 pkt 1-4, numer rachunku w rejestrze uprawnień do emisji oraz dane o wielkościach:
  - 1) produkcji energii elektrycznej z dokładnością do 1 MWh;
  - 2) produkcji ciepła z dokładnością do 1 GJ;
  - 3) emisji dwutlenku siarki z dokładnością do 1 kg;
  - 4) emisji tlenków azotu z dokładnością do 1 kg.
2. Raporty miesięczne sporządza się za każdy miesiąc kalendarzowy roku sprawozdawczego z wyłączeniem miesiąca grudnia.
3. Przy określaniu wielkości emisji, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4 uwzględnia się emisje powstające:
  - 1) w okresie normalnego funkcjonowania dużego źródła spalania;
  - 2) w okresie rozruchu i zatrzymywania dużego źródła spalania;
  - 3) w okresie pracy bez sprawnych środków technicznych mających na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji.
4. Dla uruchamianego po raz pierwszy nowego dużego źródła spalania w raporcie miesięcznym i raporcie rocznym nie uwzględnia się produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła oraz emisji z okresu poprzedzającego trwałe włączenie źródła do systemu elektroenergetycznego lub systemu ciepłowniczego.
5. Informacje, o których mowa w ust. 1, są sumowane na ostatni dzień:
  - 1) miesiąca kalendarzowego - dla raportu miesięcznego;
  - 2) roku sprawozdawczego - dla raportu rocznego.
6. Minister właściwy do spraw środowiska określi, w drodze rozporządzenia, sposób ustalania wielkości emisji, kierując się potrzebą ujednoczenia wykorzystywania dostępnych danych pomiarowych oraz ich spójnością i jednolitością interpretacji wyników z uwzględnieniem:

- 1) pomiarów wielkości emisji, o których mowa w art. 147 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz.150, z późn. zm. <sup>2)</sup>);
- 2) rodzajów stosowanych paliw, wielkości ich zużycia oraz parametrów tych paliw;
- 3) środków technicznych mających na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji.

#### **Art.7.**

1. Jeżeli przepisy wydane na podstawie art. 10 ust. 3 określają krajowy roczny pułap emisji dwutlenku siarki i krajowy roczny pułap emisji tlenków azotu w podziale na duże źródła spalania o wskazanym przedziale nominalnej mocy cieplnej, operator jest obowiązany do podania w raporcie miesięcznym i raporcie rocznym:
  - 1) danych o wielkościach, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1 i 2, na podstawie wskazań urządzeń pomiarowych, w podziale na wskazane przedziały nominalnej mocy cieplnej;
  - 2) danych o wielkościach, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 3 i 4, odpowiadających wielkościom, o których mowa w pkt. 1.
2. Jeżeli operator nie ma możliwości technicznych określenia wielkości, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1 i 2, w sposób określony w ust. 1, sporządza raport miesięczny i raport roczny dla przedziału nominalnej mocy cieplnej, dla której ustala te wielkości.
3. W przypadku, gdy w zakładzie są eksploatowane duże źródła spalania oraz inne stacjonarne urządzenia techniczne, niebędące dużymi źródłami spalania paliw, operator jest obowiązany do podania w raporcie miesięcznym i raporcie rocznym:
  - 1) danych o wielkościach, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1 i 2, na podstawie wskazań urządzeń pomiarowych, dla dużych źródeł spalania;
  - 2) danych o wielkościach, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 3 i 4, dla dużych źródeł spalania odpowiadających wielkościom, o których mowa w pkt. 1.
4. Jeżeli operator nie ma możliwości technicznych określenia wielkości, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1 i 2, w sposób określony w ust. 3, sporządza raport miesięczny i raport roczny dla dużych źródeł spalania i innych stacjonarnych urządzeń technicznych.

---

<sup>2)</sup>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, z 2009 r. Nr 19, poz. 100, Nr 20, poz. 106, Nr 79, poz. 666, Nr 130, poz. 1070 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104 i Nr 28, poz. 145

### **Art. 8.**

1. Operator przekazuje do Krajowego ośrodka:
  - 1) raport miesięczny w terminie do 15 dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego raport dotyczy;
  - 2) raport roczny zawierający ostateczne i zweryfikowane przez operatora dane za rok sprawozdawczy w terminie do końca lutego roku następującego po roku sprawozdawczym.
2. Listę operatorów, którzy nie przekazali raportu miesięcznego w terminie określonym w ust. 1 pkt 1, Krajowy ośrodek przekazuje ministrowi właściwemu do spraw środowiska w terminie do 20 dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego raport dotyczy.
3. Minister właściwy do spraw środowiska określi, w drodze rozporządzenia, tryb i sposób sporządzania i przekazywania raportów, o których mowa w art. 6 ust. 1, kierując się potrzebą zapewnienia sprawnego funkcjonowania systemu bilansowania oraz jednolitości danych.

### **Art. 9.**

1. Krajowy ośrodek, na podstawie raportów rocznych za dany rok sprawozdawczy przygotowuje dla dużych źródeł spalania krajowy bilans:
  - 1) produkcji energii elektrycznej;
  - 2) produkcji ciepła;
  - 3) emisji dwutlenku siarki;
  - 4) emisji tlenków azotu.
2. Na podstawie krajowych bilansów, o których mowa w ust. 1, oraz obowiązujących dla danego roku sprawozdawczego właściwych krajowych rocznych pułapów emisji, Krajowy ośrodek oblicza, oddzielnie dla produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła:
  - 1) roczne pułapowe wskaźniki emisji dwutlenku siarki;
  - 2) roczne pułapowe wskaźniki emisji tlenków azotu.
3. Informację o wielkości rocznych pułapowych wskaźników emisji dwutlenku siarki i rocznych pułapowych wskaźników emisji tlenków azotu dla roku sprawozdawczego Krajowy ośrodek przekazuje ministrowi właściwemu do spraw środowiska, w terminie do dnia 15 marca roku następującego po roku sprawozdawczym.
4. Informację o wielkości rocznych pułapowych wskaźników emisji dwutlenku siarki i rocznych pułapowych wskaźników emisji tlenków azotu dla roku sprawozdawczego



minister właściwy do spraw środowiska ogłasza na stronach internetowych obsługującego go urzędu, w terminie do dnia 20 marca roku następującego po roku sprawozdawczym.

#### **Art. 10.**

1. Ustala się dla dwutlenku siarki i dla tlenków azotu krajowe roczne pułapy emisji, będące maksymalną wielkością emisji dwutlenku siarki i maksymalną wielkością emisji tlenków azotu jaka w danym roku sprawozdawczym może być wyemitowana do powietrza ze wszystkich dużych źródeł spalania, podawane w kilogramach z dokładnością do 1 kg.
2. Krajowy roczny pułap emisji dwutlenku siarki i krajowy roczny pułap emisji tlenków azotu, o których mowa w ust. 1, mogą być dzielone na:
  - 1) duże źródła spalania o wskazanym przedziale nominalnej mocy cieplnej;
  - 2) duże źródła spalania w zakładach, w których jest prowadzony proces przerobu ropy naftowej.
3. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość krajowych rocznych pułapów emisji dwutlenku siarki i krajowych rocznych pułapów emisji tlenków azotu obowiązujących w poszczególnych latach, uwzględniając wymagania przepisów prawa Unii Europejskiej, porozumień międzynarodowych oraz wymagań krajowych, w tym w szczególności polityki ekologicznej państwa i polityki energetycznej państwa.

#### **Art. 11.**

1. Na podstawie informacji o wielkości produkcji energii elektrycznej oraz produkcji ciepła zawartych w raporcie rocznym, o którym mowa w art. 6 ust. 1 i rocznych pułapowych wskaźników emisji, operator oblicza, z dokładnością do 1 kg, roczny limit emisji dwutlenku siarki i roczny limit emisji tlenków azotu na dany rok sprawozdawczy dla zakładu albo grupy bilansowej z podziałem na zakłady.
2. Operator wprowadza na rachunek, o którym mowa w art. 5 ust. 4, informację o wyliczonym rocznym limicie emisji dwutlenku siarki i rocznym limicie emisji tlenków azotu w terminie do dnia 25 marca roku następującego po roku sprawozdawczym.
3. Wielkość rocznego limitu emisji wyrażona w kg odpowiada liczbie uprawnień do emisji.
4. Uprawnienia do emisji zostają wprowadzone na rachunek operatora, o którym mowa w art. 5 ust. 4, po pozytywnej weryfikacji rocznego limitu emisji dwutlenku siarki i rocznego limitu emisji tlenków azotu, przeprowadzonej przez Krajowy ośrodek do końca 31 marca następującego po roku sprawozdawczym.

#### **Art. 12.**

Minister właściwy do spraw środowiska określi, w drodze rozporządzenia, sposób obliczania rocznych pułapowych wskaźników emisji, o których mowa w art. 9 ust. 2, oraz wielkości rocznych limitów emisji, o których mowa w art. 11 ust. 1, kierując się potrzebą ujednoczenia zasad obliczania wielkości rocznych pułapowych wskaźników emisji i limitów emisji oraz koniecznością zapewnienia przejrzystości systemu bilansowania.

#### **Art. 13.**

1. Jeżeli emisja dwutlenku siarki lub emisja tlenków azotu była większa niż wyliczony roczny limit emisji, o którym mowa w art. 11 ust. 1, operator jest obowiązany do zakupu uprawnień do emisji w liczbie odpowiadającej wielkości emisji przekraczającej roczny limit emisji lub w przypadku braku pokrycia emisji uprawnieniami do emisji, uiszczenia opłaty zastępczej za brak uprawnień do emisji, zwanej dalej „opłatą zastępczą”.
2. Zakupu uprawnień do emisji operator może dokonać w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku sprawozdawczym.
3. Operator ustala wysokość opłaty zastępczej będącej iloczynem liczby brakujących uprawnień do emisji i jednostkowej stawki opłaty zastępczej.
4. Wysokość jednostkowej stawki opłaty zastępczej wynosi 5 zł za brak jednego uprawnienia do emisji.
5. Opłatę zastępczą operator wnosi na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, odrębny dla dwutlenku siarki i tlenków azotu, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku sprawozdawczym.
6. Operator przekazuje do Krajowego ośrodka, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku sprawozdawczym informacje o:
  - 1) wielkości emisji, za którą uiszczył opłatę zastępczą;
  - 2) wysokości uiszczonych opłat zastępczych wraz z kopią dowodu jej wpłaty.
7. Minister właściwy do spraw środowiska określi, w drodze rozporządzenia, tryb i sposób przekazywania informacji, o których mowa w ust. 5, kierując się potrzebą ujednoczenia wykorzystywania dostępnych danych.

#### **Art. 14.**

1. Na wniosek operatora, który uiszczył opłatę zastępczą nienależnie lub w nadmiernej wysokości, dokonuje się zwrotu nadpłaconej kwoty.

2. Minister właściwy do spraw środowiska w drodze decyzji stwierdza uiszczenie opłaty zastępczej nienależnie lub w nadmiernej wysokości.
3. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, powinien określać żadaną kwotę nadpłaty oraz wskazywać numer rachunku bankowego, na który należy dokonać jej zwrotu.
4. W decyzji, o której mowa w ust. 2 określa się wysokość opłaty zastępczej uiszczonej nienależnie lub w nadmiernej wysokości oraz wskazuje się rachunek bankowy, na który zostanie dokonany jej zwrot.
5. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej dokonuje zwrotu opłaty zastępczej wniesionej nienależnie lub w nadmiernej wysokości w terminie 30 dni od dnia, w którym decyzja, o której mowa w ust. 2, stała się ostateczna.
6. Roszczenia dotyczące zwrotu opłaty zastępczej uiszczonej nienależnie lub w nadmiernej wysokości przedawniają się z upływem roku od dnia wniesienia tej opłaty.

#### **Art. 15.**

1. Nabywcą uprawnień do emisji może być wyłącznie operator.
2. Zbywca uprawnień do emisji jest obowiązany do przekazania uprawnień do emisji ze swojego rachunku w rejestrze na rachunek nabywcy uprawnień do emisji.
3. Przeniesienie własności uprawnień do emisji następuje z chwilą przekazania uprawnień, o których mowa w ust. 2.

#### **Art. 16.**

1. Krajowy ośrodek do dnia 15 maja roku następującego po roku sprawozdawczym, umarza uprawnienia do emisji za rok sprawozdawczy znajdujące się na rachunkach operatorów, o których mowa w art. 5 ust. 4.
2. Krajowy ośrodek do dnia 31 lipca roku następującego po roku sprawozdawczym, przedstawia ministrowi właściwemu do spraw środowiska oraz ministrowi właściwemu do spraw gospodarki raport i wnioski z funkcjonowania systemu bilansowania.
3. Minister właściwy do spraw środowiska określi, w drodze rozporządzenia, zakres informacji zawartych w raporcie, o którym mowa w ust. 2, oraz tryb i sposób sporządzania i przekazywania raportu, kierując się potrzebą zapewnienia sprawnego funkcjonowania systemu bilansowania oraz jednolitości danych.

#### **Art. 17.**

1. Krajowy ośrodek oblicza na podstawie raportów miesięcznych, o których mowa w art. 6

- ust. 1, bieżący pułapowy wskaźnik emisji dwutlenku siarki i bieżący pułapowy wskaźnik emisji tlenków azotu, na podstawie których operatorzy dokonują bieżącej oceny krajowej sytuacji związanej z możliwością osiągnięcia krajowego rocznego pułapu emisji.
2. Bieżące pułapowe wskaźniki emisji, o których mowa w ust. 1, Krajowy ośrodek oblicza za okres od dnia 1 stycznia danego roku do ostatniego dnia miesiąca, za który przekazano raporty miesięczne.
  3. Wysokość bieżącego pułapowego wskaźnika emisji ustala się na zasadach obowiązujących dla rocznych pułapowych wskaźników emisji, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 12.
  4. Bieżące pułapowe wskaźniki emisji, o których mowa w ust. 1, Krajowy ośrodek przekazuje ministrowi właściwemu do spraw środowiska w terminie do 20 dnia miesiąca następującego po miesiącu, za który przekazano raporty miesięczne.
  5. Bieżące pułapowe wskaźniki emisji, o których mowa w ust. 1, minister właściwy do spraw środowiska ogłasza na stronach internetowych obsługującego go urzędu, niezwłocznie po ich przekazaniu przez Krajowy ośrodek, ale nie później niż do ostatniego dnia miesiąca następującego po miesiącu, za który przekazano raporty miesięczne.

### **Rozdział 3**

#### **Sankcje i kary pieniężne**

##### **Art. 18.**

Listę operatorów, którzy nie przekazali raportu miesięcznego w terminie określonym w art. 8 ust. 1 pkt 1, minister właściwy do spraw środowiska ogłasza na stronach internetowych obsługującego go urzędu, niezwłocznie po jej przekazaniu przez Krajowy ośrodek, ale nie później niż do ostatniego dnia miesiąca następującego po miesiącu, za który przekazano raporty miesięczne.

##### **Art. 19.**

1. Jeżeli operator:

- 1) nie przekaże Krajowemu ośrodkowi raportu rocznego, o którym mowa w art. 6 ust. 1 albo przekaże go po terminie, o którym mowa w art. 8 ust. 1 pkt 2;
- 2) nie złoży wniosku o utworzenie rachunku w rejestrze uprawnień do emisji, o którym mowa w art. 5 ust. 6.

- podlega karze pieniężnej w wysokości 50 000 zł.

2. Jeżeli operator nie przekaze Krajowemu ośrodkowi informacji, o których mowa w art. 13 ust. 6 albo przekaze je po terminie, o którym mowa w art. 13 ust. 6, podlega karze pieniężnej w wysokości 5 000 zł.

#### **Art. 20.**

1. Jeżeli operator nie wniesie w terminie, o którym mowa w art. 13 ust. 5, opłaty zastępczej podlega karze pieniężnej w wysokości równej iloczynowi liczby brakujących uprawnień do emisji i jednostkowej stawki kary pieniężnej.
2. Jednostkowa stawka kary pieniężnej wynosi 10 zł.

#### **Art. 21.**

1. Kary pieniężne nakłada, w drodze decyzji, wojewódzki inspektor ochrony środowiska.
2. Wojewódzki inspektor ochrony środowiska stwierdza naruszenia, o których mowa w art. 19 i 20 ust. 1, na podstawie informacji przekazanych przez Krajowy ośrodek lub ustaleń kontroli.
3. Uiszczenie kary nie zwalnia z wykonania obowiązków, o których mowa w art. 5 ust. 5, art. 6 ust. 1 i art. 13 ust. 5 i 6.

#### **Art. 22.**

1. Kary pieniężne wnosi się na wyodrębniony rachunek bankowy wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska, który wydał decyzję.
2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, powiększone o przychody z oprocentowania środków na rachunkach bankowych, wojewódzcy inspektorzy ochrony środowiska przekazują na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w terminie do końca następnego miesiąca po upływie każdego kwartału.

#### **Art. 23.**

1. Do ponoszenia kar pieniężnych stosuje się przepisy działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2005 r. Nr 8, poz. 60, z późn. zm.<sup>3)</sup>) z tym, że

---

<sup>3)</sup>Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2005 r. Nr 85, poz. 727, Nr 86, poz. 732 i Nr 143, poz. 1199, z 2006 r. Nr 66, poz. 470, Nr 104, poz. 708, Nr 143, poz. 1031, Nr 217, poz. 1590 i Nr 225, poz. 1635, z 2007 r. Nr 112, poz. 769, Nr 120, poz. 818, Nr 192, poz. 1378 i Nr 225, poz. 1671, z 2008 r. Nr 118, poz. 745, Nr 141, poz. 888, Nr 180, poz. 1109 i Nr 209, poz. 1316, 1318 i 1320 oraz z 2009 r. Nr 18, poz. 97, Nr 44, poz. 362, Nr 57, poz. 466, Nr 131, poz. 1075, Nr 157, poz. 1241, Nr 166, poz. 1317, Nr 168, poz. 1323, Nr 213, poz. 1652 i Nr 216, poz. 1676.

uprawnienia organów podatkowych przysługują wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska.

2. Do kar pieniężnych nie stosuje się przepisów działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa dotyczących terminów płatności należności, odroczenia tych terminów, zaniechania ustalenia zobowiązania, zaniechania poboru należności oraz umarzania zaległych zobowiązań i odsetek za zwłokę.
3. Termin płatności kar pieniężnych wynosi 14 dni od dnia, w którym decyzja o nałożeniu kary pieniężnej stała się ostateczna.

#### **Art. 24.**

1. Wojewódzki inspektor ochrony środowiska, w terminie do dnia 30 listopada każdego roku, przekazuje Krajowemu ośrodkowi oraz Narodowemu Funduszowi Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej informację o nałożonych karach pieniężnych w roku sprawozdawczym.
2. Informacja, o której mowa w ust. 1, wskazuje operatorów, na których nałożono kary pieniężne oraz wysokość tych kar wraz z podaniem, za jaki rodzaj naruszenia zostały nałożone oraz którego roku sprawozdawczego dotyczą.

### **Rozdział 4**

#### **Zmiany w przepisach obowiązujących, przepisy przejściowe i końcowe**

#### **Art. 25.**

W ustawie z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska (Dz. U. z 2007 r. Nr 44, poz. 287, z późn. zm.<sup>4)</sup>) w art. 2 w ust. 1 dodaje się pkt 15f w brzmieniu:

„15f) wykonywanie zadań określonych w ustawie z dnia .... 2010 r. o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i emisji tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania (Dz. U. Nr...., poz. ....);”.

---

<sup>4</sup> Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2007 r. Nr 75, poz. 493, Nr 88, poz. 587 i Nr 124, poz. 859, z 2008 r. Nr 138, poz. 865, Nr 199, poz. 1227 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 18, poz. 97, Nr 31, poz. 206 i Nr 79, poz. 666.

### **Art. 26.**

W ustawie 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 art. 5a w ust. 3 dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) nabycia lub zbycia uprawnień do emisji, o których mowa w ustawie z dnia .... 2010 r. o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i emisji tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania (Dz. U. Nr...., poz...).”.

### **Art. 27.**

W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.<sup>6)</sup>) w art. 3 pkt 21 otrzymuje brzmienie :

„21) koszty uzasadnione - koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych; koszty związane z przekroczeniem rocznych limitów emisji, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia..... o systemie bilansowania i rozliczania emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania (Dz. U.....Nr....., poz.....) nie są kosztami uzasadnionymi w rozumieniu niniejszej ustawy.”.

### **Art. 28.**

W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25,

---

<sup>5</sup> Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1996 r. Nr 156, poz. 775, 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, Nr 160, poz.1063 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, z 2009r. Nr 157 poz.1241 i Nr 206 poz. 1590

<sup>6</sup> 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, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1661 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104 i Nr 81 poz. 530.

poz.150, z późn. zm.<sup>7)</sup> wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 401 w ust. 7 po pkt. 7 dodaje się pkt. 7a i 7b w brzmieniu:

„7a) wpływy z opłat zastępczych, o których mowa w ustawie z dnia ... o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania;

7b) wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie ustawy z dnia ... o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania;”;

2) w art. 401c po ust. 8 dodaje się ust. 8a:

„8a. Środki Narodowego Funduszu w wysokości nie mniejszej niż kwota przychodów z opłat zastępczych, o których mowa w art. 401 ust. 7 pkt 7a, po pomniejszeniu o koszty obsługi tych przychodów, przeznaczają się na finansowanie działalności Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami, o którym mowa w art. 3 ust. 1 ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji.”.

## Art. 29.

W ustawie 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 i Nr 58, poz. 357 oraz z 2009 r. Nr 98, poz. 817) w art. 27 ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Wartość wyniku finansowego, oznaczonego symbolem "W<sub>dkj</sub>", o którym mowa w ust. 3, oblicza się według wzoru:

$$W_{dkj} = (D_j - K_j) (1 - T_j) + A_j$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

D<sub>j</sub> - przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym,

K<sub>j</sub> - koszty działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych, koszty związane z przekroczeniem rocznych limitów emisji, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia..... o systemie bilansowania i rozliczania emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł

---

<sup>7</sup> 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, z 2009 r. Nr 19, poz. 100, Nr 20, poz. 106, Nr 79, poz. 666, Nr 130, poz. 1070 i Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104 i Nr 28, poz. 145 i 76 poz. 489.



spalania (Dz. U.....Nr....., poz.....) nie są kosztami operacyjnymi w rozumieniu niniejszej ustawy.

- T<sub>j</sub> - obowiązującą w danym roku stawkę podatku dochodowego od osób prawnych; w przypadku gdy różnica przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym i kosztów działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych, pomniejszoną o koszty finansowe wynikające z zobowiązań związanych z umowami długoterminowymi oraz koszty finansowe konieczne do poniesienia ze względu na utrzymanie płynności finansowej jest ujemna, to należy przyjąć stawkę podatku dochodowego od osób prawnych równą zero,
- A<sub>j</sub> - amortyzację w odniesieniu do rzeczowych środków trwałych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, o których mowa w symbolu "N", obliczaną zgodnie z przepisami ustawy, o której mowa w art. 20 ust. 2, dla roku kalendarzowego "j", przy czym wartość amortyzacji dla roku, w którym wygasa najdłuższa umowa długoterminowa danego wytwórcy, pomniejsza się proporcjonalnie do ilości dni obowiązywania tej umowy w tym roku.”.

#### **Art. 30.**

W ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. Nr 199, poz. 1227, z późn. zm.<sup>8)</sup>) w art. 21 w ust. 2 w pkt. 35 w lit. b kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 36 w brzmieniu:

„36) z zakresu ustawy z dnia ... o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i emisji tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania (Dz. U. Nr ..., poz. ...) – raporty, o których mowa w art. 8 ust. 1 i art. 16 ust. 2 ustawy oraz listę, o której mowa w art. 18 ustawy”.

#### **Art. 31.**

W ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070 i Nr 215, poz. 1664) w art. 3 w ust. 2 dodaje się pkt. 10 w brzmieniu:

„10) zadania wynikające z przepisów ustawy o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania, (Dz. U. Nr ..., poz. ...), w tym w szczególności:

---

<sup>8</sup> Zmiany tekstu wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. Nr 227, poz. 1505, 2009 r. Nr 42, poz. 340, Nr 84, poz. 700 i Nr 157, poz. 1241, z 2010r. Nr 28, poz 145.

- a) prowadzenie rejestru uprawnień do emisji, zawierającego:
- wielkości roczne emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu;
  - wielkości roczne produkcji energii elektrycznej brutto i produkcji energii cieplnej netto;
  - roczne limity emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu i odpowiadającą tym limitom liczbę uprawnień do emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu;
  - liczbę sprzedanych lub zakupionych uprawnień do emisji dwutlenku siarki lub emisji tlenków azotu;
  - wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu, za którą uiszczono opłaty zastępcze i wysokość uiszczonych opłat zastępczych;
- b) określanie i ogłaszanie aktualizowanych co miesiąc bieżących pułapowych wskaźników emisji dwutlenku siarki oraz tlenków azotu;
- c) monitorowanie funkcjonowania systemu bilansowania, w tym przeprowadzanie przeglądów, analiz i ocen jego funkcjonowania;
- d) opracowywanie ocen dotyczących funkcjonowania systemu bilansowania i innych analiz związanych z realizacją zobowiązań międzynarodowych w dziedzinie ochrony powietrza;
- e) opiniowanie projektów aktów normatywnych dotyczących funkcjonowania systemu bilansowania;
- f) udzielanie wyjaśnień, opracowywanie materiałów informacyjnych oraz prowadzenie szkoleń dotyczących funkcjonowania systemu bilansowania dla administracji rządowej i samorządowej;
- g) prowadzenie strony internetowej i publikowanie za jej pośrednictwem formularzy publikowanych na stronach internetowych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw środowiska i informacji dotyczących funkcjonowania systemu,

### **Art. 32.**

Operator prowadzący działalność w dniu wejścia w życie ustawy jest obowiązany do złożenia wniosku, o którym mowa w art. 5 ust. 6, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 5 ust. 12.

### **Art. 33.**

Dla operatora prowadzącego działalność przez cały rok 2010 lub rozpoczynającego działalność w tym roku, pierwszym rokiem sprawozdawczym za który sporządza się raport roczny, o którym mowa w art. 6 ust. 1 ustawy, jest rok 2010.

**Art. 34.**

Kosztów związanych z przekroczeniem rocznych limitów emisji, o których mowa w art. 11 ust. 1, ponoszonych przez operatora nie zalicza się do kosztów działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych, o których mowa w art. 27 ust. 4.

**Art. 35**

Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2011 r.

## Uzasadnienie

### do projektu ustawy o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i emisji tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania.

#### 1. Wprowadzenie

Obowiązki w zakresie ograniczenia emisji z dużych źródeł spalania dla krajów członkowskich Unii Europejskiej (UE) zostały zawarte w *dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń z dużych obiektów energetycznego spalania*<sup>9</sup> oraz w *Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej*

Standardy emisji wynikające z *dyrektywy 2001/80/WE* w pełni zostały przeniesione do prawa krajowego *rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 w sprawie standardów emisyjnych z instalacji* (Dz. U. Nr 260, poz. 2181, z późn. zm.). Zawiera ono także imienną listę kotłów, dla których w *Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Wspólnot Europejskich* dopuszczono derogacje terminu osiągnięcia standardów.

W *Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Wspólnot Europejskich*, w ramach ustalenia warunków implementacji *dyrektywy 2001/80/WE*, wprowadzono dodatkowo wspólne pułapy emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu na lata 2008-2010-2012 dla zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej dużych źródeł spalania.

Projektowana ustawa dotyczyć będzie jedynie dużych źródeł emisji tj. zgodnie z zapisem art. 2 pkt 1 projektu, przez duże źródło spalania rozumie się kocioł energetyczny, kocioł ciepłowniczy lub turbinę gazową, o nominalnej mocy cieplnej, rozumianej jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 50 MW lub przewód kominowy, do którego podłączone są kotły energetyczne, kotły ciepłownicze lub turbiny gazowe, o łącznej nominalnej mocy cieplnej, rozumianej jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 50 MW, w przypadku gdy dla tych urządzeń pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r. W przypadku nowych źródeł tzn. takich dla których pozwolenie na budowę uzyskano po dniu 1 lipca 1987 r., definicja źródła jest zgodna z literalnym rozumieniem określenia dużych źródeł spalania zawartych w *dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń z dużych obiektów energetycznego spalania* i oznacza „źródło = komin”. W przypadku źródeł istniejących tzn. takich dla których pozwolenie na budowę uzyskano przed dniem 1 lipca 1987 r., definicja źródła w związku z brakiem jednoznacznego zapisu w ww. dyrektywie jak należy traktować sytuacje w których obiekty te podłączone są do wspólnego emitora, przyjęto definicję „źródło = kocioł”.

Imienne wyliczenie zakładów, których będzie dotyczyć projekt ustawy znajduje się w części „Ocena skutków regulacji” pkt 2.

Z analiz przeprowadzonych przez stowarzyszenia reprezentujące operatorów instalacji dużych źródeł spalania wynika, że przy obowiązujących standardach emisji, strukturze paliw oraz obecnej i prognozowanej wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego, obiekty zaliczane do grupy dużych źródeł spalania nie są w stanie osiągnąć nałożonych na nie sumarycznych limitów emisji.

<sup>9</sup> (Dz. Urz. WE L 309 z 27.11.2001 r. str.1, Dz. Urz. Polskie wydanie specjalne, rozdz.15, t.6 str.299),

Z drugiej strony, na podstawie informacji przekazanych przez operatorów dużych źródeł spalania, wynika, że w niektórych obiektach można już w chwili obecnej lub w najbliższej przyszłości zredukować emisje poniżej obowiązującego standardu. Konieczne jest jednak stworzenie prawnego mechanizmu zachęcającego operatorów do takich działań. Projektowana ustawa jest właśnie takim rozwiązaniem. Alternatywą mogłoby być zaostrzenie obowiązujących standardów emisji (na podstawie *ustawy – Prawo ochrony środowiska* i rozporządzenia wykonawczego do niej). Jednak takie rozwiązanie, które natychmiast zaostrzyłoby standardy emisji dla wszystkich dużych źródeł spalania, wywołałoby wzrost ceny energii, a co za tym idzie negatywne skutki społeczne i gospodarcze. Ponadto stawiałoby to polskie źródła ciepła a zwłaszcza źródła energii elektrycznej w sytuacji, w której musiałyby spełniać dużo ostrzejsze wymagania emisyjne niż obowiązujące w innych krajach UE czy też wynikające wprost z dyrektyw UE.

Projekt ustawy nie jest implementacją prawa UE do prawa polskiego. Stwarza on jedynie, dostępny dla dużych źródeł emisji, od których Traktat o Przystąpieniu wymaga osiągnięcia określonych pułapów emisji dla całości sektora - niezależnie od spełnienia standardów emisji - elastyczny mechanizm dający możliwość osiągnięcia tych wartości.

Zadaniem ustawy jest wprowadzenie do krajowego porządku prawnego regulacji pozwalających na dojście przez Polskę do ustalonych w *Traktacie* pułapów emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu w perspektywie końca roku 2015, poprzez stworzenie ekonomicznych zachęt dla operatorów dużych źródeł spalania. W ubiegłych latach przeprowadzono szereg analiz mających na celu wybór najlepszego w warunkach krajowych sposobu realizacji dyrektywy 2001/80/WE i zapisów Traktatu o Przystąpieniu, jednakże nie uzyskano rozwiązania które pogodziłoby wymagania zawarte w tych dokumentach. Należy podkreślić, że w sytuacji Polski wypełnienie limitów traktatowych nie jest możliwe bez naruszenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Po głębokiej analizie ustalono, że jedynym najlepszym i najskuteczniejszym rozwiązaniem pozwalającym pogodzić wymagania zawarte w ww. dokumentach jest system handlu uprawnieniami do emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. Projektowana ustawa stworzy i umożliwi optymalne zaprogramowanie działań modernizacyjnych i inwestycyjnych w sektorze energetycznym, które pozwolą osiągnąć znaczne redukcje emisji, a co się z tym wiąże, osiągnąć określone w traktacie cele.

Równoległe wprowadzenie systemu dotrzymywania wskaźników emisji, wyrażonych w wielkości emisji rozpatrywanych zanieczyszczeń odniesionych do wielkości produkcji energii elektrycznej lub produkcji ciepła wynika z faktu, iż ze wszystkich analiz wykonywanych w przeszłości i obecnie, wynika, że wypełnianie przez poszczególne źródła obowiązujących standardów nie gwarantuje dotrzymywania nałożonych na te źródła sumarycznej wielkości emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. Uwzględniając doświadczenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla stwierdzono, że regulacje zawarte w *ustawie z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji* (Dz. U. Nr 281, poz. 2784) oraz przepisy *projektu ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych* nie dają możliwości zbudowania optymalnego systemu dla rozpatrywanych źródeł w odniesieniu do SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>, w istniejącej w kraju sytuacji. Przedmiotowy projekt dotyczy ściśle określonej grupy źródeł emisji (zdecydowanie mniejszej niż obejmowanej tzw. handlem emisjami gazów cieplarnianych), innych niż gazy cieplarniane substancji zanieczyszczających powietrze oraz innych okresów czasowych obowiązywania zawartych w nim regulacji. Ponadto ww. systemy obejmują różne obszary. Handel emisjami dwutlenku węgla jest systemem wspólnotowym i jest realizowany na terenie całej UE. Handel emisjami SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> (bilansowanie i rozliczanie wielkości emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>) będzie prowadzony wyłącznie na obszarze RP. Dlatego też, biorąc pod uwagę powyższe różnice, nie można było tych zagadnień zawrzeć w jednym akcie

prawnym rangi ustawowej.

W projekcie ustawy zaproponowano aby każdy operator dysponował uprawnieniami do emisji na poziomie wynikającym z jego rzeczywistej produkcji pomnożonej przez średni z poprzedniego roku krajowy wskaźnik emisji SO<sub>2</sub> lub NO<sub>x</sub>. Obowiązujący wskaźnik zostanie podany przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) jako wielkość obliczona z podzielenia wielkości obowiązującego dla danego roku pułapu emisji i sumarycznych rzeczywistych wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła. Rozliczenie operatorów z wielkości emisji odbywać się będzie według zasady *ex-post*, na podstawie rzeczywistych wielkości produkcji i emisji z roku poprzedniego. Zasadą będzie równanie do średniej krajowej, z tym, że z roku na rok, ze względu na stopniowe i liniowe obniżanie się pułapu emisji przy prawdopodobnym wzroście zapotrzebowania i produkcji – obowiązujący wskaźnik będzie się obniżać.

Projektowana ustawa:

- 1) umożliwi złagodzenie skutków ograniczenia emisji do wymaganego pułapu poprzez wprowadzenie ekonomicznego systemu, podobnego do handlu emisjami,
- 2) umożliwi rozłożenie ewentualnych konsekwencji finansowych na dłuższy okres czasu, łagodząc tym samym uciążliwości związane ze wzrostem cen energii elektrycznej i ciepła dla obywateli i przedsiębiorstw,
- 3) stworzy zachętę finansową do uruchamiania rezerw w zakresie ograniczania emisji wszędzie tam, gdzie jest to możliwe,
- 4) umożliwi czasowe odsunięcie konieczności wprowadzenia zaostrzonych wymagań, dając czas na modernizację instalacji istniejących lub budowę nowych, spełniających ostrzejsze wymagania ekologiczne,
- 5) ograniczy, poprzez pojawienie się kosztów związanych z koniecznością zakupu brakujących uprawnień i ponoszeniem opłat zastępczych, produkcję w najbardziej emisyjnych instalacjach,
- 6) stworzy ścieżkę dojścia do planowanych, wynikających z projektowanej dyrektywy o emisjach przemysłowych, zaostrzonych standardów emisji dla instalacji nowych.

## **2. Rozwiązania szczegółowe**

Projekt ustawy obejmuje regulacje dotyczące:

- 1) zasad funkcjonowania systemu bilansowania i rozliczania emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu wprowadzanych do powietrza przez duże źródła spalania;
- 2) zadań Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami;
- 3) obowiązków operatorów eksploatujących duże źródła spalania;

W projekcie ustawy wyjaśniono znaczenie pojęć, którymi posługuje się ustawa, w celu właściwego zrozumienia treści projektowanych przepisów. W projekcie zdefiniowano między innymi: duże źródło spalania, emisja, grupa bilansowa, produkcja energii elektrycznej, produkcja ciepła, operator, uprawnienie do emisji.

W projekcie ustawy zostały określone zasady bilansowania emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu. W bilansie emisji uwzględnia się emisję powstającą w okresie normalnego funkcjonowania dużego źródła spalania, w okresie rozruchu i zatrzymywania dużego źródła spalania oraz w okresie pracy bez sprawnych środków technicznych mających na celu

zapobieganie lub ograniczanie emisji. Natomiast do bilansu emisji nie włącza się emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu powstałej w okresie poprzedzającym przekazanie do eksploatacji po raz pierwszy uruchamianego nowego dużego źródła spalania.

Do zadań Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami należy:

- 1) prowadzenie rejestru uprawnień do emisji, zawierającego:
  - a) wielkości roczne emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu;
  - b) wielkości roczne produkcji energii elektrycznej brutto i produkcji energii cieplnej netto;
  - c) roczne limity emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu i odpowiadającą tym limitom liczbę uprawnień do emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu;
  - d) liczbę sprzedanych lub zakupionych uprawnień do emisji dwutlenku siarki lub emisji tlenków azotu;
  - e) wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu, za którą uiszczono opłaty zastępcze i wysokość uiszczonych opłat zastępczych;
- 2) określanie i ogłaszanie aktualizowanych co miesiąc bieżących pułapowych wskaźników emisji dwutlenku siarki oraz tlenków azotu;
- 3) monitorowanie funkcjonowania systemu bilansowania, w tym przeprowadzanie przeglądów, analiz i ocen jego funkcjonowania;
- 4) opracowywanie ocen dotyczących funkcjonowania systemu bilansowania i innych analiz związanych z realizacją zobowiązań międzynarodowych w dziedzinie ochrony powietrza;
- 5) opiniowanie projektów aktów normatywnych dotyczących funkcjonowania systemu bilansowania;
- 6) udzielanie wyjaśnień, opracowywanie materiałów informacyjnych oraz prowadzenie szkoleń dotyczących funkcjonowania systemu bilansowania dla administracji rządowej i samorządowej;
- 7) prowadzenie strony internetowej i publikowanie za jej pośrednictwem formularzy publikowanych na stronach internetowych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw środowiska i informacji dotyczących funkcjonowania systemu,

Systemem bilansowania będzie kierował Krajowy ośrodek bilansowania i zarządzania emisjami. W Instytucie Ochrony Środowiska (IOŚ) w 2000 r. został powołany zakład Krajowe Centrum Inwentaryzacji Emisji, którego zadaniem była inwentaryzacja i bilansowanie emisji na potrzeby różnorodnych obowiązków sprawozdawczych wynikających z prawa międzynarodowego. Dysponowanie przez IOŚ wysoko wykwalifikowaną kadrą pracowniczą spowodowało, że w 2005 r. Instytut został wyznaczony do wykonywania zadań Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji. Instytut Ochrony Środowiska realizuje zadania Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji na podstawie *ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji* (Dz. U. Nr 281, poz. 2784 z późn. zm.) i *Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 13 września 2005 r. w sprawie wyznaczenia Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji* (Dz. U. Nr 186, poz. 1562). Jest on jednostką wyspecjalizowaną w zakresie funkcjonowania systemu i posiada doświadczenie w zakresie monitorowania i weryfikowania wielkości emisji.

Od 2009 r. IOŚ realizuje także zadania Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami na mocy ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070 z późn. zm.). KOBIZE zostały powierzone zadania związane z zarządzaniem emisjami (nie tylko gazów cieplarnianych). Należy zwrócić uwagę, że wykonywanie zadań Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE) i KOBIZE jest ściśle powiązane z działalnością badawczą (w zakresie bilansowania i prognozowania emisji zanieczyszczeń powietrza) prowadzoną przez Instytut i należy uznać, że żaden inny podmiot nie jest w wystarczającym stopniu przygotowany od strony kadrowej, organizacyjnej, oraz posiadanej infrastruktury do podjęcia realizacji tych zadań. Wśród zadań przewidzianych dla KOBiZE jest kwestia opiniowania projektów regulacji prawnych. Zadanie to nie zmienia zasad uzgodnień międzyresortowych a jedynie daje możliwość ministrowi ds. środowiska wymaganie od tej jednostki przedmiotowej opinii. – jest to jedno z zadań przewidzianych dla KOBiZE. Biorąc pod uwagę, że ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji weszła w życie w dniu 19 września 2009 r. i wyznaczyła KOBiZE jako jednostkę właściwą do spraw zarządzania emisjami zanieczyszczeń (zarówno gazów cieplarnianych jak i innych zanieczyszczeń powietrza) wydaje się zasadne powierzenie systemu bilansowania SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> właśnie tej jednostce. Dodatkowo należy podkreślić, że działalność KOBiZE nie generuje obciążeń budżetowych, a koszty związane z wykonywaniem powierzonych mu zadań są finansowane ze środków pochodzących z opłat i kar pobieranych na podstawie przepisów projektowanej ustawy o wspólnym systemie handlu uprawnieniami do emisji. Na zadania Krajowego ośrodka będą także przeznaczane wpływy z opłat zastępczych uzyskiwane w ramach systemu wprowadzanego projektowaną ustawą.

Należy zwrócić uwagę, że praktyka powierzania ciągle rosnącej liczby zadań publicznych podmiotom pozostającym poza strukturami administracji publicznej nie jest zjawiskiem nowym. Tego rodzaju tendencje w organizacji systemu instytucjonalnego realizacji zadań publicznych wpływają na sprawność i efektywność wypełniania tych zadań. Zwłaszcza realizacja tak specyficznych zadań publicznych jak bilansowanie i prognozowanie emisji wymaga wysokiego profesjonalizmu oraz przygotowania merytorycznego, a także pewnej elastyczności działania, których gwarantem jest Instytut Ochrony Środowiska.

Projekt określa obowiązki nałożone na operatorów dużych źródeł spalania. Do obowiązków operatora należy sporządzanie miesięcznych raportów o wielkości produkcji i wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu wykonanych w oparciu o pomiary na zaciskach za pomocą urządzeń pomiarowych, na podstawie których będzie następowało rozliczenie rocznych limitów emisji. Sporządzane raporty są przekazywane Krajowemu ośrodkowi bilansowania i zarządzania emisjami w formie dokumentu elektronicznego na formularzu pobranym ze strony internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw środowiska. Zgodnie z projektem ustawy, operatorzy obowiązani są do określenia we własnym zakresie rocznych limitów emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu, m.in. na podstawie pułapowych wskaźników emisji. Bilans emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu oraz pułapowe wskaźniki emisji, na podstawie których operatorzy określają roczny limit emisji, opracowuje Krajowy ośrodek bilansowania i zarządzania emisjami.

Wielkości emisji przypadające na wyprodukowaną energię elektryczną oraz na wyprodukowane ciepło, oblicza się na podstawie udziału wyprodukowanej energii elektrycznej i wyprodukowanego ciepła i wielkości emisji.

Na podstawie informacji zawartych w raportach oraz na podstawie pułapowych rocznych wskaźników emisji operatorzy wyliczają roczny limit emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu



dla dużego źródła spalania lub grupy bilansowej, którego wielkość odpowiada liczbie uprawnień do emisji. Roczny limit jest sumą iloczynów wielkości produkcji i pułapowego wskaźnika emisji odpowiednio dla produkcji energii elektrycznej lub ciepła. Szczegółowy sposób określania rocznego limitu emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu dla dużego źródła spalania lub grupy dużych źródeł spalania oraz rocznych pułapowych wskaźników emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu dla dużych źródeł spalania ustali rozporządzenie Ministra Środowiska wydane na podstawie art. 12. Rozporządzenie to będzie zawierało szczegółowe wzory matematyczne nie pozwalające na dowolność interpretacyjną.

Operatorzy obowiązani są do rozliczania wielkości emisji z dużego źródła spalania lub grupy bilansowej i posiadanych uprawnień do emisji za rok sprawozdawczy. W przypadku, gdy emisja z dużego źródła spalania lub grupy rozliczeniowej jest większa niż wyliczony roczny limit emisji operator jest zobowiązany do zakupu uprawnień do emisji w liczbie odpowiadającej wielkości emisji przekraczającej określony przez operatora roczny limit emisji lub wpłacenia opłaty zastępczej. Wysokość opłaty zastępczej jest iloczynem liczby brakujących uprawnień do emisji i jednostkowej stawki opłaty zastępczej. Wysokość jednostkowej stawki opłaty zastępczej wynosi 5 zł za brak jednego uprawnienia do emisji. Proponowana stawka 5 zł jest na tyle wyższa od kosztów związanych z redukcją emisji tony SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>, iż powinna przez szereg lat skłaniać inwestorów do podejmowania decyzji w zakresie budowy instalacji ochronnych by uniknąć ponoszenia opłat. Waloryzowanie tej stawki np. poprzez wartość współczynnika inflacji w obecnej sytuacji gospodarczej będzie miała znikome znaczenie. Stosowanie takiego systemu waloryzacji w przypadku ekologicznych opłat za korzystanie ze środowiska wynikających z ustawy Prawo ochrony środowiska powoduje nieadekwatne do korzyści, zaangażowanie administracji w przygotowanie corocznej nowelizacji przepisów. Dlatego też przygotowywana jest zmiana sposobu waloryzacji opłat poprzez wydłużenie do 5 lat okresu obowiązywania stawek opłat ekologicznych. Zastosowanie analogicznego pięcioletniego okresu waloryzacji dla opłat zastępczych za brak uprawnień do emisji w ustawie o bilansowaniu NO<sub>x</sub> i SO<sub>2</sub> nie jest zasadne biorąc pod uwagę fakt, że proponowana ustawa obejmuje okres 2011 – 2016, tj. jedynie 6 lat.

Opłatę zastępczą operator wnosi na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W projekcie ustawy wskazany został sposób postępowania w przypadkach uiszczenia nienależnych opłat zastępczych lub w nadmiernej wysokości. Minister właściwy do spraw środowiska stwierdza nadpłatę oraz określa jej wysokość w drodze decyzji, a Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej dokonuje zwrotu nadpłaconej lub nienależnie wniesionej opłaty zastępczej.

Karę za brak pokrycia wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu uprawnieniami do emisji lub nie wniesienia za tę emisję opłaty zastępczej, określa się jako iloczyn emisji, która nie została pokryta uprawnieniami do emisji przedłożonymi do umorzenia lub wniesioną opłatą zastępczą i jednostkową stawką kary pieniężnej, która wynosi 10 zł. Kary pieniężne są wnoszone na wyodrębniony rachunek bankowy wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska. Do ponoszenia kar pieniężnych, wymierzanych na mocy ustawy, stosuje się odpowiednio przepisy działu III *ustawy z dnia 29 sierpnia 1997r. – Ordynacja podatkowa*, a uprawnienia organów podatkowych przyznano wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska. Termin płatności kary pieniężnej wynosi 14 dnia od dnia, w którym decyzja o wymierzeniu kary pieniężnej stała się ostateczna.

Kary pieniężne nakładane przez wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska dotyczą:

- 1) nie przekazania Krajowemu ośrodkowi raportu rocznego albo przekazania go po terminie (koniec lutego),

- 2) nie złożenia wniosku o utworzenie rachunku w rejestrze uprawnień do emisji (koniec lutego lub 20 dnia od przystąpienia do użytkowania nowego zakładu),
- 3) nie przekazania Krajowemu ośrodkowi informacji o opłatach zastępczych albo przekazania jej po terminie (30 kwietnia),
- 4) nie wniesienia w terminie opłaty zastępczej (30 kwietnia).

Z analizy powyższych terminów oraz dotychczasowego obciążenia Inspekcji Ochrony Środowiska optymalnym wydaje się być kwartalne rozliczanie i przekazywanie kar wymierzanych przez wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska. Przy czym należy zauważyć, że największe obciążenie tymi zadaniami Inspekcji Ochrony Środowiska będzie występować w dwóch pierwszych kwartałach każdego roku.

Projekt ustawy zawiera przepisy wprowadzające zmiany w przepisach obowiązujących. Zmiany w art. 5a ust. 3 *ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa*. Zmiany te pozwalają na wewnątrz krajowy obrót uprawnieniami do emisji bez procedury uzyskiwania zgody ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa. Zmiany w art. 401 i art. 401c *ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska* dotyczą wpływów (z opłat zastępczych i kar pieniężnych) i przeznaczenia tych środków wnoszonych na podstawie projektowanych przepisów na rachunek NFOŚiGW. Środki te są przeznaczone na finansowanie działań KOBiZE. Finansowanie Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami będzie realizowane w ramach umów trójstronnych i wieloletnich programów, finansowanych przez NFOŚiGW. W ramach umów trójstronnych (Minister Środowiska, Instytut Ochrony Środowiska, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) wydatkowanie środków i ich rozliczanie będzie nadzorował Minister Środowiska i NFOŚiGW. Zadania KOBiZE-KASHUE będą finansowane w ramach zobowiązań wieloletnich i przyjmowanych na dany rok planach finansowych NFOŚiGW. Sposób wydatkowania środków określają harmonogramy rzeczowo - finansowe. Środki na finansowanie zadań będą przekazywane IOŚ w zaliczkach wynikających z wysokości kwot kosztów i wydatków określonych w harmonogramach rzeczowo – finansowych. Zestawienie poniesionych kosztów przez IOŚ w okresach kwartalnych akceptuje pod względem merytorycznym Minister Środowiska i przekazuje NFOŚiGW. Kolejna zmiana dotyczy przepisów ustawy z dnia 3 października 2008 r. *o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz. U. Nr 199, poz. 1227), w której dodano przepis dotyczący udostępniania informacji z zakresu ustawy z dnia ... o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu dla dużych źródeł spalania (Dz. U. Nr ..., poz. ...).

Ustawa nie zawiera norm technicznych podlegających procedurze 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 ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Nie wpłynęły żadne zgłoszenia podmiotów, które wyraziłyby zainteresowanie pracami nad projektem ustawy w trybie przepisów ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414 i Dz. U. z 2009 r. Nr 42, poz. 337).

## Ocena Skutków Regulacji

### o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu dla dużych źródeł spalania.

#### 1. Cel wprowadzenia ustawy

Celem projektu ustawy jest prowadzenie nowych w polskim systemie ochrony środowiska rozwiązań dotyczących sposobu bilansowania emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) z dużych źródeł spalania (wprowadzenie systemu opartego na handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu) pozwalających operatorom dużych źródeł spalania na stopniowe dojście przez Polskę do ustalonych w *Traktacie* pułapów emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu w perspektywie końca roku 2015. System bilansowania ma na celu stopniowe dojście do z góry narzuconych, ustalonych i podanych w regulacjach krajowych i wspólnotowych, wielkości pułapów emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> przy założeniu, że w tym okresie będzie także wzrastała – ze względu na wzrost zapotrzebowania – produkcja energii elektrycznej i energii cieplnej.

Projekt ustawy został umieszczony na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska ([www.mos.gov.pl](http://www.mos.gov.pl)). Ponadto, projekt został przekazany do operatorów eksploatujących duże źródła spalania oraz zainteresowanym instytucjom naukowo-badawczym, izmom gospodarczym, wojewodom, marszałkom województw i organizacjom pozarządowym (łącznie ok. 100 jednostkom). Do projektu uwagi zgłosili: Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Elektrociepłownia Będzin S.A., Instytut Ochrony Środowiska, „VATTENFALL” Heat Poland S.A., Elektrociepłownia Tychy S.A., Stowarzyszenie Papierników Polskich, Elektrociepłownia Zabrze S.A., Elektrownia Rybnik S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Zespół Elektrociepłowni Bielsko – Biała, Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Polska Grupa Energetyczna S.A., Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego, Polski Komitet Energii Elektrycznej, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Grupa Lotos S.A., Południowy Koncern Energetyczny, Urząd Regulacji Energetyki, Forum Branżowych Organizacji Gospodarczych, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wojewoda Dolnośląski, Komisja Wspólna Rządu i Samorządu, Urząd Marszałkowski Województwa Podlaskiego.

Należy podkreślić, że część uwag zgłoszonych podczas konsultacji społecznych miała charakter redakcyjny – projektowy i zostały one w całości uwzględnione w projekcie ustawy.

Pozostałe uwagi o charakterze merytorycznym dotyczyły następujących kwestii: stosowania pojęć: „energii elektrycznej brutto/netto” i „energii cieplnej brutto/netto”, bezzasadnego wprowadzenia pojęcia „zakład” i „operator” do projektu oraz kwestii ustalania odrębnych wskaźników emisji dla podziału dużych źródeł spalania na 4 przedziały mocy, tj.: 50-100MWt, 100-300MWt, 300-500MWt, >500MWt, ustawy. Po przeprowadzeniu konsultacji z KOBiZE (jednostką wskazaną przez ustawę z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych innych substancji) i przeanalizowaniu możliwych rozwiązań zostały przyjęte pojęcia „energii elektrycznej brutto”, „ciepła netto”, a także zastosowano podział na 4 grupy mocy. Uwagi dotyczące pojęć „zakład” i „operator” zostały odrzucone z uzasadnieniem, że terminy te zostały sformułowane wyłącznie na potrzeby projektowanej ustawy i nie ma żadnych przeciwwskazań do ich stosowania. Dodatkowo przyjęta definicja „operator” jest tożsama z pojęciem zawartym w art. 2 ust. 5 *Dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania*, przez co stanowi implementację ww. definicji do prawa krajowego.

Ponadto zostały zgłoszone strzeżenia co do wysokości stawki opłaty zastępczej określonej na poziomie 5 zł., lecz i ta uwaga została odrzucona. Kwota ta została przyjęta świadomie po przeprowadzeniu szczegółowej analizy która wykazała że kwota ta jest wyższa niż koszt budowy instalacji odazotowującej i odsiarczającej (2,5 – 3zł) i ma za zadanie motywować podmioty do inwestowania w urządzenia redukujące zanieczyszczenia. Zaproponowane rozwiązania powinny całkowicie zaspokoić wątpliwości wnoszących powyższe uwagi.

## **2. Podmioty, na które oddziałuje akt normatywny**

Projekt aktu normatywnego oddziałuje na producentów energii elektrycznej oraz ciepła, którzy eksploatują kotły o mocy od 50 MW. Według stanu wiedzy na dzień 1 kwietnia 2009 roku, regulacji będzie podlegało 91 obiektów:

Elektrownia Bełchatów	Elektrownia Dolna Odra
Elektrownia Opole	Elektrownia Pomorzany
Elektrownia Turów	Elektrownia Szczecin
Elektrownia Kozienice	Elektrownia Ostrołęka B
Elektrownia Połaniec	Elektrownia Pątnów I
Elektrownia Rybnik	Elektrownia Konin
Elektrownia Skawina	Elektrownia Adamów
Elektrownia Stalowa Wola	Elektrownia Pątnów II
Elektrownia Jaworzno III	Elektrociepłownia Ostrołęka A
Elektrownia Blachownia	Elektrociepłownia Chorzów "Elcho"
Elektrownia Jaworzno II	Elektrociepłownia Siekierki
Elektrownia Łaziska	Elektrociepłownia Żerań
Elektrownia Halemba	Elektrociepłownia Będzin S.A.
Elektrownia Łagisza	Elektrociepłownia Białystok
Elektrownia Siersza	Elektrociepłownia EC Nowa
Elektrociepłownia Fenice Rzeszów	Elektrociepłownia Wrocław
Elektrociepłownia Elbląg	Ciepłownia Kawęczyn
Elektrociepłownia Gorzów	Ciepłownia Wola
Elektrociepłownia Kraków	Elektrociepłownia Kielce
Elektrociepłownia Lublin -Wrotków	Elektrociepłownia Rzeszów
Elektrociepłownia Starogard	WPEC w Legnicy - C Lubin
Elektrociepłownia - Zakład Inowrocław	Elektrociepłownia Czechnica
Elektrociepłownia - Zakład Janikowo	MPEC Łomża - Ciepłownia
Elektrociepłownia Tychy	PEC Gliwice - Ciepłownia
Elektrociepłownia Zabrze	WPEC Legnica - CC + Kotł Górka
Elektrociepłownia Zielona Góra	Grupa Lotos - EC Gdańsk

Toruńska Energetyka Cergia EC 1	PKN Orlen - EC Płock
Elektrociepłownia Gdańska	Zakłady Koksownicze Zdzeszowice
Elektrociepłownia Gdynia	Arcelor Mittal Poland - EC Kraków
Energetyka Boruta - EC 3	Mondi Świecie S.A.
Energ. Ciepła Opolszczyzny - K-173	International Paper - Kwidzyn
Elektrociepłownia Megatem EC-Lublin	Elektrociepłownia Cukrowni Łapy
Elektrociepłownia Katowice	Zakłady Azotowe Anwil - Ec
Elektrociepłownia Bielsko-Biała	Elana - Energetyka - EC1 i EC2
Elektrociepłownia Bielsko-Północ	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna
Elektrociepłownia Moszczenica	Energetyka Dwory - EC
Elektrociepłownia Zofiówka	PE Energetyka-Rokita
HCz Elsen - Elektrociepłownia 1	Michelin Polska - Olsztyn
HCz Elsen - Elektrociepłownia 2	Zakłady Azotowe Kędzierzyn - EC
Elektrociepłownia Miechowice	Zakłady Azotowe Puławy - EC
Elektrociepłownia Poznań – Garbary	Zakłady Azotowe w Tarnowie - EC
Elektrociepłownia Poznań – Karolin	Zakłady Chemiczne Police - EC2
Elektrociepłownia Bydgoszcz 1	Elektrociepłownia Koksowni Przyjaźń
Elektrociepłownia Bydgoszcz 2	Elektrociepłownia Bydgoszcz 3
Elektrociepłownia Łódź 2	Elektrociepłownia Łódź 3
Elektrociepłownia Łódź 4	

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

Skutki finansowe związane z przyjęciem nowych regulacji wynikają z powierzenia KOBiZE, określonego w ustawie o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych lub innych substancji, nowych zadań związanych z nadzorowaniem funkcjonowania systemu bilansowania emisji. Nowe zadania powierzone Krajowemu ośrodkowi będą finansowane z NFOŚiGW z wpływów z pobranych opłat zastępczych i wymierzonych kar pieniężnych, o których mowa w projekcie ustawy z dnia ... o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania.

Nałożony projektem ustawy na Inspekcję Ochrony Środowiska obowiązek wykonywania nowych zadań, wymaga zapewnienia możliwości utworzenia nowych 8,5 stanowisk pracy. 8 nowych etatów dla Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska (po 0,75 etatu w woj. mazowieckim i wielkopolskim, po 0,25 etatu w woj. świętokrzyskim i opolskim i po 0,5 etacie w pozostałych 12 województwach) i 0,5 etatu dla Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska.

Utworzenie nowych stanowisk pracy (koszty bezosobowe - zakup sprzętu komputerowego, mebli, podłączenie linii telefonicznej, szkolenia specjalistyczne) koszt ok. 10 tys. zł/etat oraz rocznie wynagrodzenia koszt ok. 50 tys zł/etat – razem koszty początkowe 85 tys. zł oraz koszty bieżące 425 tys. zł.

Z uwagi na nieuwzględnienie wzmocnienia etatowego Instytutu Ochrony Środowiska w związku z zadaniami nałożonymi przez ustawę z dnia 17 lipca 2009 r. *o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych* wydaje się zasadnym przyznanie odpowiednich środków finansowych i etatowych w świetle projektowanych rozwiązań zawartych w projekcie ustawy *o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania* i w projekcie ustawy *o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*. Powierzenie nowych zadań bez zabezpieczenia finansowego odbywałoby się kosztem realizacji dotychczasowego niezwykle napiętego systemu kontroli przestrzegania pakietu ustaw dotyczących ochrony środowiska przez podmioty gospodarcze.

Korzyści dla finansów publicznych płynące z zastosowania regulacji są trudne do oszacowania. Tym niemniej można przyjąć, że osiągną one kwotę 7754 mln PLN (dane pochodzą z raportu Regionalnego Biura WHO na Europę pt. *Health risk of particulate matter from long-range transboundary air pollution*) i będą dotyczyły oszczędności w sektorze zdrowia i ubezpieczeń społecznych spowodowanych ograniczeniem liczby zachorowań oraz przedwczesnych zgonów. Koszty wprowadzenia regulacji stanowiąc będą kwotę 31 mln PLN (dane zostały oszacowane na podstawie analiz opracowanych przez KASHUE i NFOŚiGW w ramach prac nad projektem ustawy o systemie bilansowania i rozliczenia emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu z dużych źródeł spalania).

#### **4. Wpływ regulacji na rynek pracy**

Regulacje prawne zaproponowane w niniejszej ustawie nie będą miały wpływu na rynek pracy.

#### **5. Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw**

Dodatkowe obowiązki administracyjne nakładane projektowaną ustawą na podmioty uczestniczące w systemie nie będą stanowiły dla nich istotnego obciążenia administracyjnego. Ustawa nie indukuje konieczności uzyskania przez podmioty żadnych nowych decyzji administracyjnych,

Projekt ustawy będzie miał wpływ na konkurencyjność naszej gospodarki, jak również na sytuację społeczną i rozwój regionów.

Trudno jest oszacować wielkość obciążeń wynikających z tytułu sankcji finansowych przewidzianych w projektowanej ustawie. Ustawa rozszerza katalog zachowań zagrożonych karą, stąd można się spodziewać, że obciążenia przedsiębiorców z tego tytułu wystąpią.

Z uwagi na rodzaj nośników energii dominujący w produkcji energii elektrycznej i ciepłej w Polsce (węgiel) i związane z tym emisje związków siarki i azotu, akt wpływa na ceny energii elektrycznej, a te dotyczą zarówno dużego przemysłu, jak i sektor MŚP, oraz gospodarstwa domowe. Generalnie regulacja może podnieść koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w obiektach obciążonych emisjami powyżej średniej w skali kraju przy jednoczesnym możliwym obniżeniu kosztów w obiektach przyjaznych dla środowiska poprzez dodatkowe zyski wynikające z możliwości sprzedaży wolnych uprawnień do emisji. Stworzy ona ścieżkę dojścia do planowanych, wynikających z projektowanej dyrektywy o emisjach przemysłowych, zaostrzonych standardów emisji dla instalacji nowych.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, podał do wiadomości publicznej, że

w 2009 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym osiągnęła poziom 197,21 zł/MWh.

**Tabela 1. Średnioważone ceny ciepła ("ogółem") dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w okresie styczeń - czerwiec 2009 r. (wg URE).**

Lp	Województwo	Średnioważona cena ciepła "ogółem"[zł/GJ]
1	Mazowieckie	35,06
2	Dolnośląskie	29,39
3	Opolskie	35,57
4	Kujawsko-pomorskie	31,67
5	Wielkopolskie	40,59
6	Pomorskie	39,08
7	Warmińsko-mazurskie	36,71
8	Małopolskie	28,36
9	Podkarpackie	31,35
10	Śląskie	29,03
11	Łódzkie	21,82
12	Świętokrzyskie	41,28
13	Zachodniopomorskie	40,05
14	Lubuskie	30,56
15	Lubelskie	27,16
16	Podlaskie	30,38
<b>17</b>	<b>Ogółem kraj</b>	<b>30,79</b>

Przy założeniu najgorszego scenariusza konieczności poniesienia kosztów pozyskania uprawnień w roku 2012, o cenie jednostkowej 5 zł./kg, w ilości odpowiadającej emisji 100 000 t SO<sub>2</sub> koszt wyniósłby 500 mln. zł. Przyjęto do analizy 2 przykładowe możliwości rozłożenia takiego kosztu:

w 24 % na sprzedaż 110 TWh energii elektrycznej i w 76 % na sprzedaż 220 000 TJ ciepła może spowodować uzasadniony, średni wzrost ceny odpowiednio o 3,45 zł/MWh i 0,55 zł/GJ (rozłożenie obciążeń prawie proporcjonalne tj. 1,75 % ceny energii elektrycznej i 1,77 % ceny ciepła);

w 50 % na sprzedaż 110 TWh energii elektrycznej i w 50 % na sprzedaż 220 000 TJ ciepła może spowodować uzasadniony, średni wzrost ceny odpowiednio o 2,27 zł/MWh i 1,13 zł/GJ (1,15 % ceny energii elektrycznej i 3,69 % ceny ciepła);

Optymalny wydaje się wariant a, ze względu na niemal proporcjonalne (procentowe) rozłożenie obciążeniem wzrostu cen.

Należy zauważyć, że ten stosunkowo niewielki wzrost cen energii elektrycznej przekłada się na wielkość poniżej 1 % rocznie. Biorąc pod uwagę wymagany na podstawie dyrektywy UE nr 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG średni spadek zużycia energii o 1 % rocznie (cel indykacyjny 9% w ciągu 9 lat) należy uznać, że wzrost cen nośników energii zostanie z nawiązką skompensowany przez spadek zużycia energii.

## **6. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów**

Proponowane regulacje prawne będą miały wpływ na sytuację gospodarczą i rozwój regionów. Dzięki sprzyjaniu oszczędności energii i paliw, a także poprawie stanu środowiska, zwłaszcza czystości powietrza, będą pozytywnie wpływać na rozwój regionów, zwłaszcza turystycznych, a także na poprawę stanu zdrowia społeczeństwa.