



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
IV kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM 10-164-04

Druk nr 3381

Warszawa, 14 października 2004 r.

Pan
Józef Oleksy
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 handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza 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 uprzejmie informuję, że do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Środowiska.

Z szacunkiem

(-) Marek Belka

U S T A W A

z dnia

o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza¹⁾

Art.1. Ustawa określa zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza, którego celem jest ograniczenie ich emisji w sposób opłacalny i ekonomicznie efektywny.

Art. 2. Przepisów ustawy nie stosuje się do:

- 1) instalacji lub ich części stosowanych wyłącznie do badania, rozwoju lub testowania nowych produktów lub procesów technologicznych;
- 2) instalacji znajdujących się na terenach zamkniętych, o których mowa w przepisach prawa geodezyjnego i kartograficznego.

Art. 3. Ilekroć w ustawie jest mowa o:

- 1) ekwiwalencie – rozumie się przez to jeden megagram (1 Mg) dwutlenku węgla (CO₂) lub ilość innego gazu cieplarnianego stanowiącego odpowiednik 1 Mg dwutlenku węgla, przeliczoną z wykorzystaniem współczynników ocieplenia określonych przez Międzyrządowy Zespół do spraw Zmian Klimatu, utworzony na podstawie Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r. (Dz. U. z 1996 r. Nr 53, poz. 283);

- 2) emisji – rozumie się przez to emisję w rozumieniu ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 627, z późn. zm.²⁾);
- 3) emisji unikniętej – rozumie się przez to ilość substancji, jaka byłaby wprowadzona do powietrza w danym roku z instalacji stosowanych powszechnie do wytwarzania określonego produktu w kraju, a przez zastosowanie nowej instalacji lub innego rozwiązania technicznego, technologicznego oraz innych surowców lub paliw nie została wprowadzona do powietrza;
- 4) emisji zredukowanej – rozumie się przez to ilość substancji, jaka nie została wprowadzona do powietrza w danym roku z instalacji istniejącej wskutek podjętych działań modernizacyjnych oraz restrukturyzacyjnych mających na celu:
 - a) obniżenie wielkości emisji przypadającej na jednostkę powstającego produktu lub surowca, materiału, paliwa wykorzystanego w zakładzie, na terenie którego jest położona instalacja objęta systemem handlu uprawnieniami do emisji, lub
 - b) obniżenie wielkości emisji z instalacji w odniesieniu do średniej emisji z poprzedniego okresu, lub
 - c) obniżenie wielkości emisji wskutek przejęcia przez inną instalację produkcji z instalacji zlikwidowanej;
- 5) gazach cieplarnianych – rozumie się przez to:
 - a) dwutlenek węgla (CO₂),
 - b) metan (CH₄),
 - c) podtlenek azotu (N₂O),
 - d) fluoropochodne węglowodorów (HFCs),
 - e) perfluoropochodne związki węgla (PFCs),
 - f) sześćciofluorek siarki (SF₆);

- 6) instalacji – rozumie się przez to instalację w rozumieniu ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska;
- 7) instalacji istniejącej – rozumie się przez to użytkowaną instalację, ujętą w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień;
- 8) instalacji nowej – rozumie się przez to instalację, która powinna być objęta systemem handlu uprawnieniami do emisji, a która nie została ujęta w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień;
- 9) jednostce poświadczonej redukcji emisji – rozumie się przez to jednostki zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych otrzymane w wyniku realizacji projektów mechanizmu czystego rozwoju, wyrażone jako ekwiwalent;
- 10) jednostce redukcji emisji – rozumie się przez to jednostki zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych otrzymane w wyniku realizacji projektów wspólnych wdrożeń, wyrażone jako ekwiwalent;
- 11) państwach uprawnionych – rozumie się przez to: Federację Rosyjską, Irlandię, Japonię, Kanadę, Konfederację Szwajcarską, Królestwo Belgii, Królestwo Danii, Królestwo Hiszpanii, Królestwo Niderlandów, Królestwo Norwegii, Królestwo Szwecji, Księstwo Lichtenstein, Księstwo Monako, Nową Zelandię, Republikę Austrii, Republikę Bułgarii, Republikę Chorwacji, Republikę Czeską, Republikę Estońską, Republikę Federalną Niemiec, Republikę Finlandii, Republikę Francuską, Republikę Grecką, Republikę Islandii, Republikę Litewską, Republikę Łotewską, Republikę Portugalską, Republikę Słowacji, Republikę Słowenii, Republikę Węgierską, Republikę Włoską, Rumunię, Rzeczpospolitą Polską, Stany Zjednoczone Ameryki, Ukrainę, Wielkie Księstwo Luksemburga, Zjednoczone Królestwo Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej, Związek

Australijski – kraje wymienione w załączniku B Protokołu z Kioto, sporządzonego dnia 11 grudnia 1997 r., do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu oraz Republikę Cypryjską i Republikę Malty;

- 12) projekcie wspólnych wdrożeń – rozumie się przez to działanie inwestycyjne realizowane, zgodnie z art. 6 Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, sporządzonego dnia 11 grudnia 1997 r., przez państwo uprawnione na terytorium innego państwa uprawnionego, które ma na celu redukcję lub uniknięcie emisji gazów cieplarnianych;
- 13) projekcie mechanizmu czystego rozwoju – rozumie się przez to działanie inwestycyjne realizowane, zgodnie z art. 12 Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, sporządzonego dnia 11 grudnia 1997 r., przez państwo uprawnione na terytorium państwa nieuprawnionego, które ma na celu redukcję lub uniknięcie emisji gazów cieplarnianych;
- 14) substancjach – rozumie się przez to gazy cieplarniane, oraz inne pierwiastki chemiczne lub ich związki wprowadzane do powietrza, w szczególności dwutlenek siarki (SO₂), tlenki azotu (NO_x) i pyły;
- 15) uprawnieniu – rozumie się przez to uprawnienie do wprowadzania do powietrza w określonym czasie ekwiwalentu w przypadku gazów cieplarnianych oraz 1 Mg pozostałych substancji, które może być sprzedane, przeniesione lub umorzone na zasadach określonych w ustawie;
- 16) wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji – rozumie się przez to system, którym są objęte gazy cieplarniane, ustanowiony w ramach Wspólnoty Europejskiej w celu ograniczenia emisji tych gazów;

- 17) krajowym systemie handlu uprawnieniami do emisji – rozumie się przez to system, którym są objęte substancje inne niż gazy cieplarniane, ustanowiony w Rzeczypospolitej Polskiej w celu ograniczenia emisji tych substancji;
- 18) zmianie w instalacji – rozumie się przez to zmianę w funkcjonowaniu lub rozbudowę instalacji, powodującą zmianę wielkości emisji z tej instalacji;
- 19) zezwoleniu – rozumie się przez to decyzję właściwego organu, upoważniającą prowadzącego instalację do uczestnictwa we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji lub krajowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Art. 4. 1. System handlu uprawnieniami do emisji, zwany dalej „systemem”, składa się z:

- 1) wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji;
- 2) krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

2. System obejmuje instalacje, dla których przydziela się uprawnienia, lub które są czasowo wykluczone z takiego systemu.

3. Nadzór nad systemem w zakresie wynikającym z przepisów ustawy sprawuje minister właściwy do spraw środowiska.

Art. 5. Minister właściwy do spraw środowiska w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki kierując się potrzebą ograniczania emisji określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) rodzaje instalacji objętych systemem;
- 2) wartości progowe odniesione do zdolności produkcyjnych instalacji;
- 3) długość okresu rozliczeniowego w zależności od rodzaju substancji objętych systemem;
- 4) substancje objęte systemem w okresie rozliczeniowym;

- 5) współczynniki ocieplenia wykorzystywane do obliczenia ekwiwalentu – dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Art. 6. 1. Instalacja objęta krajowym systemem handlu uprawnieniami do emisji, na wniosek prowadzącego instalację, może zostać czasowo – na okres rozliczeniowy – wykluczona z tego systemu.

2. Czasowe wykluczenie instalacji może nastąpić, jeżeli emisja z tej instalacji nie przekroczy emisji odpowiadającej liczbie uprawnień, które byłyby dla niej przydzielone w przypadku jej niewykluczenia z krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

3. Czasowe wykluczenie następuje w drodze decyzji organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego lub pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, udzielanych na podstawie ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.

4. Do prowadzącego instalację, o której mowa w ust.1, stosuje się odpowiednio przepisy ustawy dotyczące monitorowania i raportowania.

Art. 7. Wniosek, o którym mowa w art. 6 ust. 1, powinien zawierać:

- 1) oznaczenie prowadzącego instalację, jego adres zamieszkania lub siedziby;
- 2) określenie rodzaju instalacji, która ma być wykluczona;
- 3) określenie lokalizacji instalacji;
- 4) substancje, których dotyczy wykluczenie;
- 5) wielkość dopuszczalnej emisji dla instalacji, wyrażoną w Mg/rok, wynikającą z pozwolenia zintegrowanego albo pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza – udzielonych na podstawie ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.

Art. 8. 1. Systemem administruje Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, zwany dalej „Krajowym Administratorem”.

2. Do zadań Krajowego Administratora należy:

- 1) prowadzenie Krajowego Rejestru Upwnień;
- 2) prowadzenie bazy danych zawierającej wykaz instalacji objętych systemem, ich charakterystyki oraz wielkości emisji;
- 3) monitorowanie funkcjonowania systemu, w tym przeprowadzanie przeglądów, analiz i ocen funkcjonowania systemu, ze szczególnym uwzględnieniem stanu aktualnego i perspektyw rozszerzania systemu;
- 4) opracowanie projektów krajowych planów rozdziału uprawnień;
- 5) udostępnianie projektów krajowych planów rozdziału uprawnień do konsultacji społecznych;
- 6) opracowywanie wynikających z przepisów raportów dotyczących systemu;
- 7) monitorowanie działań związanych z realizacją projektów wspólnych wdrożeń i mechanizmu czystego rozwoju;
- 8) udzielanie wyjaśnień, opracowywanie materiałów informacyjnych oraz prowadzenie szkoleń w zakresie systemu.

3. Minister właściwy do spraw środowiska sprawuje nadzór nad Krajowym Administratorem.

Art. 9. Minister właściwy do spraw środowiska biorąc pod uwagę możliwość realizacji zadań, o których mowa w art. 8 ust. 2, wyznacza, w drodze rozporządzenia, Krajowego Administratora.

Art. 10. 1. W Krajowym Rejestrze Upwnień są gromadzone informacje o:

- 1) zezwoleniach;
- 2) przydzielonych upwnień;
- 3) sprzedanych i przeniesionych upwnień;

4) umorzonych uprawnieniach;

5) wielkości emisji dopuszczalnej i emisji rzeczywistej.

2. Krajowy Rejestr Uprawnień jest jawny. Przepisy art. 19 ust. 1 i ust. 4-5 oraz art. 20-24 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska stosuje się odpowiednio.

Art. 11. Prowadzący instalację objętą systemem jest obowiązany do uiszczenia opłaty w wysokości 450 zł za każdy pierwszy wpis do Krajowego Rejestru Uprawnień w okresie rozliczeniowym, obejmujący informacje, o których mowa w art. 10 ust. 1.

Art. 12. Minister właściwy do spraw środowiska określi, w drodze rozporządzenia, sposób prowadzenia Krajowego Rejestru Uprawnień oraz jego formę i układ, uwzględniając konieczność zapewnienia kompletności i przejrzystości informacji zawartych w tym rejestrze.

Art. 13. 1. Prowadzący instalację jest obowiązany do przekazywania do Krajowego Rejestru Uprawnień informacji, o których mowa w art. 10 ust. 1, na formularzu.

2. Minister właściwy do spraw środowiska kierując się potrzebą zapewnienia kompletności i przejrzystości informacji określi, w drodze rozporządzenia, odrębnie dla wspólnotowego i krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji, wzory formularzy oraz terminy i sposób ich przekazywania.

3. Do pierwszego formularza przekazywanego w danym okresie rozliczeniowym dołącza się dowód uiszczenia opłaty, o której mowa w art. 11.

Art. 14. 1. Rozdział uprawnień dla instalacji objętych systemem jest dokonywany w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień, zwanym dalej „Krajowym Planem”.

2. Krajowy Plan sporządza się oddzielnie dla krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji i wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

3. Krajowy Plan sporządza się na podstawie informacji przekazanych przez prowadzących instalacje objęte systemem dla każdego okresu rozliczeniowego.

4. Okres rozliczeniowy dla Krajowego Planu nie powinien być krótszy niż 3 lata.

5. Projekt Krajowego Planu opracowuje Krajowy Administrator.

Art. 15. 1. W Krajowym Planie określa się:

- 1) całkowitą liczbę uprawnień do podziału w okresie rozliczeniowym;
- 2) całkowitą liczbę uprawnień na poszczególne rodzaje instalacji objętych systemem;
- 3) wykaz instalacji i przydzieloną liczbę uprawnień w okresie rozliczeniowym lub poszczególnych latach tego okresu;
- 4) liczbę uprawnień, jakie w każdym roku okresu rozliczeniowego będą stanowić krajową rezerwę uprawnień:
 - a) dla instalacji nowych na uzupełnienie uprawnień w związku z ponadplanowym wzrostem zapotrzebowania na te uprawnienia,
 - b) w związku z przejęciem produkcji likwidowanych instalacji;
- 5) w przypadku Krajowego Planu dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji:
 - a) liczbę uprawnień, jakie w każdym roku okresu rozliczeniowego będą stanowić krajową rezerwę uprawnień na projekty wspólnych wdrożeń i mechanizmu czystego rozwoju,
 - b) procentowy udział jednostek poświadczonej redukcji emisji i jednostek redukcji emisji, które prowadzący

instalacje może wykorzystać do rozliczenia rocznej emisji gazów cieplarnianych.

2. Opracowując Krajowy Plan, bierze się pod uwagę:

- 1) polityki, strategii, plany lub programy dotyczące w szczególności przemysłu, energetyki, ochrony środowiska, a także rolnictwa i leśnictwa;
- 2) całkowitą emisję krajową oraz emisję z instalacji objętych systemem w okresie ostatnich 5 lat;
- 3) relacje wielkości emisji z instalacji do wielkości produkcji lub zużytych surowców i paliw;
- 4) wdrażane technologie efektywne z punktu widzenia ochrony środowiska oraz wytwarzania i wykorzystywania energii.

3. W uzasadnieniu do Krajowego Planu podaje się:

- 1) kryteria rozdziału uprawnień między rodzaje instalacji i instalacje tego samego rodzaju;
- 2) informacje o sposobie wykorzystania uwag i wniosków zgłoszonych w ramach konsultacji społecznych.

Art. 16. 1. Prowadzący instalację objętą systemem, jest obowiązany do przekazywania Krajowemu Administratorowi informacji, na podstawie których jest sporządzony Krajowy Plan.

2. Minister właściwy do spraw środowiska, kierując się potrzebą prawidłowego sporządzenia Krajowego Planu, określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) zakres informacji jaki jest wymagany do sporządzenia Krajowego Planu;
- 2) termin składania informacji;
- 3) sposób, formę i układ przekazywanych informacji.

Art. 17. Krajowy Administrator zapewnia możliwość zapoznania się społeczeństwa z projektem Krajowego Planu i wniesienia uwag. Przepisy art. 32 ust. 1 pkt 1 i 3, ust. 2 i art. 36 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska stosuje się odpowiednio.

Art. 18. 1. Krajowy Plan dotyczący wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji jest przedkładany Komisji Europejskiej oraz państwom członkowskim Unii Europejskiej najpóźniej na 18 miesięcy przed rozpoczęciem okresu rozliczeniowego.

2. Po uzyskaniu akceptacji Komisji Europejskiej, Rada Ministrów przyjmuje, w drodze rozporządzenia, Krajowy Plan dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Art. 19. Krajowy Plan dotyczący krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji przyjmuje, w drodze rozporządzenia, Rada Ministrów.

Art. 20. Rozporządzenia, o których mowa w art. 18 ust. 2 i art. 19, powinny zostać ogłoszone najpóźniej do dnia 30 września roku poprzedzającego okres rozliczeniowy.

Art. 21. Jeżeli jest to uzasadnione względami gospodarczymi, bezpieczeństwem energetycznym państwa lub koniecznością dotrzymania dopuszczalnych poziomów substancji w powietrzu, Rada Ministrów może, w drodze rozporządzenia, zawiesić albo ograniczyć obowiązywanie Krajowego Planu dotyczącego krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w całości lub w odniesieniu do określonych instalacji, ustalając jednocześnie sposób postępowania z uprawnieniami przydzielonymi na podstawie Krajowego Planu.

Art. 22. 1. Uprawnienia są przyznawane prowadzącemu instalacje dla każdej instalacji objętej systemem na okres rozliczeniowy, z podziałem na poszczególne lata tego okresu.

2. Uprawnienia dla instalacji istniejących są przyznawane w Krajowym Planie.

3. Uprawnienia dla instalacji nowych są przyznawane w zezwoleniu.

4. W przypadku zmiany w instalacji lub zmiany prowadzącego instalację, uprawnienia na czas do końca okresu rozliczeniowego są przyznawane w zezwoleniu.

Art. 23. Liczba przyznanych dla instalacji uprawnień w roku nie może być większa od wielkości dopuszczalnej emisji, wyrażonej w Mg/rok, dla substancji objętych krajowym systemem handlu uprawnieniami do emisji, określonej w pozwoleniu zintegrowanym albo w pozwoleniu na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, udzielonych na podstawie ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.

Art. 24. Prowadzący instalację objętą systemem, któremu przyznano uprawnienia w Krajowym Planie, może wykorzystać te uprawnienia po uzyskaniu zezwolenia.

Art. 25. 1. Prowadzący instalację, któremu przyznano uprawnienia, uiszcza opłatę w wysokości równej iloczynowi liczby przyznanych uprawnień na pierwszy rok okresu rozliczeniowego i, obowiązującej w roku poprzednim, jednostkowej stawki opłat za wprowadzanie do powietrza gazów lub pyłów objętych systemem, pomnożonej przez tysiąc.

2. W przypadku uprawnień dotyczących gazów cieplarnianych: dwutlenku węgla (CO₂) i metanu (CH₄), ustalając opłatę jednostkowej stawki nie mnoży się przez tysiąc.

3. Prowadzący instalację, który uiszczył opłatę, o której mowa w ust. 1, w pierwszym roku okresu rozliczeniowego za wprowadzanie do powietrza tych substancji, na których emisję uzyskał uprawnienia – nie ponosi w tym roku opłat, o których mowa w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, z tym, że jest obowiązany, zgodnie z przepisami art. 289 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, do złożenia marszałkowi województwa i wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska wykazu zawierającego informacje i dane o wprowadzonych do powietrza ilościach tych substancji.

4. Prowadzący instalację jest obowiązany uiszczyć opłatę, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie Krajowego Planu.

Art. 26. 1. Przyznane dla instalacji uprawnienia do emisji na dany rok okresu rozliczeniowego mogą być:

- 1) wykorzystane na własne potrzeby prowadzącego instalację, odpowiadające rzeczywistej emisji danej substancji do powietrza;
- 2) sprzedawane;
- 3) wykorzystane w następnych latach okresu rozliczeniowego lub w następnym okresie rozliczeniowym.

2. W przypadku krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji umowy sprzedaży uprawnień mogą być zawierane wyłącznie między prowadzącymi instalacje, którym przyznano uprawnienia.

3. W przypadku wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji umowy sprzedaży uprawnień mogą być zawierane między:

- 1) osobami fizycznymi, osobami prawnymi lub jednostkami organizacyjnymi nieposiadającymi osobowości prawnej – w ramach Wspólnoty Europejskiej;
- 2) osobami fizycznymi, osobami prawnymi lub jednostkami organizacyjnymi nieposiadającymi osobowości prawnej z państw uprawnionych, pod warunkiem że ratyfikowały Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, sporządzony dnia 11 grudnia 1997 r.

4. Sprzedaż uprawnień odbywa się w drodze umowy sprzedaży, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93, z późn. zm.³⁾).

Art. 27. 1. Każda umowa sprzedaży uprawnień powinna być zgłoszona, w ciągu 30 dni od dnia jej zawarcia, do Krajowego Rejestru Uprawnień, pod rygorem jej nieważności.

2. Obowiązany do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 1, jest:

- 1) prowadzący instalację położoną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – w przypadku wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji;
- 2) sprzedawca oraz kupujący – w przypadku krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

3. Jeżeli umowa sprzedaży uprawnień została zawarta po dniu 1 grudnia, termin na zgłoszenie wynosi 10 dni od dnia zawarcia umowy.

Art. 28. Minister właściwy do spraw środowiska kierując się potrzebą zapewnienia efektywnego działania instalacji określi, w drodze rozporządzenia, warunki umożliwiające prowadzącemu instalację pozostawienie uprawnień do wykorzystania w następnych latach okresu rozliczeniowego lub w następnym okresie rozliczeniowym.

Art. 29. 1. Prowadzący instalację może przenosić uprawnienia między instalacje, do których posiada tytuł prawny.

2. Prowadzący instalację jest obowiązany do zgłoszenia każdego przeniesienia uprawnień do Krajowego Rejestru Uprawnień, w ciągu 30 dni od dnia dokonania przeniesienia.

3. Jeżeli przeniesienie uprawnień zostało dokonane po dniu 1 grudnia, termin na zgłoszenie wynosi 10 dni od dnia dokonania przeniesienia.

Art. 30. 1. W celu wspólnego rozliczania uprawnień, prowadzący instalacje jednego rodzaju mogą tworzyć grupy instalacji.

2. Prowadzący instalacje przed wystąpieniem z wnioskiem o utworzenie grupy instalacji powołują zarządcę:

- 1) na rzecz którego będą przenoszone uprawnienia z instalacji wchodzących w skład grupy instalacji;
- 2) który będzie odpowiedzialny za rozliczanie uprawnień.

3. Wniosek o utworzenie grupy instalacji powinien zawierać:

- 1) wykaz i rodzaj instalacji, które wchodzi w skład grupy instalacji;

- 2) określenie lokalizacji instalacji wchodzących w skład grupy instalacji;
- 3) oznaczenie prowadzącego każdą instalację, jego adres zamieszkania lub siedziby;
- 4) informacje o tytule prawnym do każdej z instalacji wchodzącej w skład grupy instalacji;
- 5) oznaczenie zarządcy, jego adres zamieszkania lub siedziby oraz dokument potwierdzający jego powołanie i upoważnienie go przez pozostałych członków grupy instalacji do wykonywania czynności, o których mowa w ust. 4;
- 6) okres, na który grupa instalacji ma być utworzona.

4. Prowadzący instalację występuje z wnioskiem o utworzenie grupy instalacji do:

- 1) ministra właściwego do spraw środowiska – w przypadku wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji;
- 2) wojewody właściwego dla siedziby zarządcy – w przypadku krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

5. W przypadku wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji minister właściwy do spraw środowiska przesyła wniosek o utworzenie grupy instalacji do Komisji Europejskiej niezwłocznie po jego otrzymaniu.

6. Jeżeli Komisja Europejska w terminie trzech miesięcy od otrzymania wniosku, o którym mowa w ust. 5, nie odrzuci tego wniosku, minister właściwy do spraw środowiska przekazuje wniosek do wojewody właściwego do wydania decyzji, wraz ze stanowiskiem Komisji Europejskiej oraz swoją opinią.

7. Utworzenie grupy instalacji następuje w drodze decyzji wojewody, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, po zaopiniowaniu wniosku przez ministra właściwego do spraw środowiska.

Art. 31. 1. W przypadku likwidacji instalacji objętej systemem, gdy jej produkcja:

- 1) nie jest przenoszona do innej instalacji – przyznane dla likwidowanej instalacji uprawnienia ulegają umorzeniu z dniem zaprzestania produkcji;
- 2) jest przenoszona do innej instalacji – przyznane dla likwidowanej instalacji uprawnienia są przenoszone do instalacji przejmującej produkcję, w części odpowiadającej przejętej produkcji, a pozostałe uprawnienia ulegają umorzeniu.

2. Prowadzący instalację, o której mowa w ust. 1, w ciągu 3 miesięcy dokonuje rozliczenia z przyznaczonych uprawnień.

Art. 32. Prowadzący instalację objętą systemem jest obowiązany do uzyskania zezwolenia.

Art. 33. 1. Zezwolenie jest wydawane na wniosek prowadzącego instalację.

2. Zezwolenie wydaje organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego lub pozwolenia na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza, udzielanych na podstawie ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.

3. Zezwolenie wydaje się na okres 10 lat.

4. Organ właściwy do wydania zezwolenia przesyła kopię wydanego zezwolenia Krajowemu Administratorowi.

Art. 34. 1. Wniosek o wydanie zezwolenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie prowadzącego instalację, jego adres zamieszkania lub siedziby;
- 2) informację o tytule prawnym do instalacji;
- 3) informację o rodzaju instalacji oraz charakterystykę techniczną źródeł powstawania i miejsca emisji;

- 4) informację o rodzajach wykorzystywanych materiałów, surowców i paliw oraz wielkości produkcji;
- 5) substancje, które mają być objęte zezwoleniem;
- 6) proponowane procedury monitorowania wielkości emisji, zgodnie z obowiązującymi przepisami.

2. Do wniosku należy dołączyć pozwolenie zintegrowane lub pozwolenie na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.

Art. 35. Zezwolenie określa:

- 1) substancje objęte systemem;
- 2) rodzaj instalacji i wielkość emisji z poszczególnych instalacji wyrażoną w Mg/rok;
- 3) wymagania w zakresie monitorowania wielkości emisji;
- 4) wymagania dotyczące rocznych raportów.

Art. 36. Dla instalacji nowych w zezwoleniu określa się także liczbę przydzielonych uprawnień na czas do końca okresu rozliczeniowego, po uzyskaniu opinii Krajowego Administratora, a także wysokość opłaty, o której mowa w art. 25 ust. 1 i 2, oraz termin jej wniesienia.

Art. 37. 1. Organ właściwy do wydania zezwolenia, na wniosek prowadzącego instalację, wydaje, w drodze decyzji, zgodę na zakup przez prowadzącego instalację objętą systemem dodatkowych uprawnień z rezerwy, o której mowa w art. 15 ust. 1 pkt 4 lit. b, w przypadku nabycia tytułu prawnego do instalacji nie objętej systemem, która zostanie zlikwidowana, a jej produkcja przejęta przez instalację objętą systemem.

2. Za uprawnienia, o których mowa w ust. 1, uiszcza się opłatę zgodnie z art. 25 ust. 1 i 2.

Art. 38. W przypadku nabycia tytułu prawnego do instalacji nabywca:

- 1) przejmuje prawa i obowiązki wynikające z zezwolenia oraz przyznane dla tej instalacji uprawnienia;

- 2) jest obowiązany do zgłoszenia nabycia tytułu prawnego do instalacji do Krajowego Rejestru Uprawnień, w ciągu 30 dni od dnia zawarcia umowy, na mocy której został nabyty tytuł prawny do instalacji.

Art. 39. 1. W przypadku podziału instalacji objętej systemem między dwóch lub więcej prowadzących instalacje, nabywcy występują z wnioskiem o zezwolenia dla każdej instalacji powstałej w wyniku podziału, jeżeli instalacje te objęte będą systemem.

2. Łączna liczba uprawnień przyznanych prowadzącym instalacje po podziale, nie może być większa od liczby uprawnień przyznanych dla instalacji przed jej podziałem.

3. Prowadzący instalację przed jej podziałem jest obowiązany do rozliczenia się z wykorzystanych uprawnień przedkładając raport, o którym mowa w art. 41 ust. 2.

4. W odniesieniu do raportu, o którym mowa w ust. 3, przepis art. 43 stosuje się odpowiednio.

5. Jeżeli w wyniku podziału instalacji powstanie instalacja nieobjęta systemem, przewidziane dla niej uprawnienia umarza się.

Art. 40. Odwołania od decyzji wydanych przez starostę na podstawie przepisów ustawy wnosi się do wojewody.

Art. 41. 1. Prowadzący instalację, któremu przyznano uprawnienia, jest obowiązany do monitorowania wielkości emisji i rozliczania uprawnień.

2. Rozliczenie uprawnień dokonuje się na podstawie rocznego raportu zawierającego informację o liczbie uprawnień na dzień 31 grudnia roku poprzedniego.

Art. 42. Minister właściwy do spraw środowiska kierując się potrzebą zapewnienia wiarygodności informacji o wprowadzanych do powietrza substancjach objętych systemem określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) sposób monitorowania wielkości emisji;
- 2) częstotliwość przekazywania danych dotyczących monitorowanych wielkości emisji;

- 3) zakres informacji zawartych w rocznym raporcie;
- 4) formę i układ rocznego raportu;
- 5) sposób weryfikacji rocznych raportów.

Art. 43. Roczny raport podlega weryfikacji przez uprawnionych audytorów lub wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska w zakresie zgodności informacji zawartych w raporcie ze stanem faktycznym.

Art. 44. 1. Akredytację audytorów uprawnionych do weryfikacji rocznych raportów prowadzi się zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2004 r. Nr 204, poz. 2087).

2. Minister właściwy do spraw gospodarki w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw środowiska kierując się koniecznością ujednoczenia weryfikacji raportów określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) wymagania dla audytorów uprawnionych do weryfikacji rocznych raportów;
- 2) sposób i tryb uznawania uprawnień do weryfikacji rocznych raportów nadawanych przez jednostki w innych państwach członkowskich Unii Europejskiej.

3. Krajowy Administrator prowadzi rejestr audytorów uprawnionych do weryfikacji rocznych raportów.

Art. 45. Prowadzący instalację ponosi koszty weryfikacji rocznego raportu.

Art. 46. Roczny raport, zweryfikowany zgodnie z art. 43, prowadzący instalację przedkłada organowi właściwemu do wydania zezwolenia oraz Krajowemu Administratorowi w terminie do dnia 31 marca każdego roku.

Art. 47. Na podstawie zweryfikowanego rocznego raportu, liczba uprawnień odpowiadająca rzeczywistej wielkości emisji z instalacji dla każdego roku podlega umorzeniu.

Art. 48. 1. W przypadku gdy z rocznego raportu wynika, że emisja była większa niż wynikająca z liczby posiadanych uprawnień na dzień 31 grudnia roku rozliczeniowego, na wniosek prowadzącego instalację, właściwy organ

może wyrazić zgodę, po zasięgnięciu opinii Krajowego Administratora, na pokrycie tej różnicy uprawnieniami przydzielonymi wnioskodawcy na następny rok okresu rozliczeniowego.

2. Warunkiem wyrażenia zgody, o której mowa w ust. 1, jest zobowiązanie się prowadzącego instalację do odpowiedniego zmniejszenia emisji lub zakupu uprawnień w następnym roku okresu rozliczeniowego.

3. Do czasu wywiązania się prowadzącego instalację z zobowiązania, o którym mowa w ust. 2, nie może on sprzedać uprawnień przyznanych mu na kolejny rok okresu rozliczeniowego.

4. Jeżeli prowadzący instalację nie uzyskał zgody, o której mowa w ust. 1, lub nie wywiąże się z zobowiązania, o którym mowa w ust. 2, nie może sprzedać uprawnień przyznanych mu na kolejny rok okresu rozliczeniowego do czasu uiszczenia kary pieniężnej, o której mowa w art. 52.

Art. 49. 1. Nie przenosi się uprawnień między okresami rozliczeniowymi.

2. Jeżeli prowadzący instalację, dla której były przydzielone uprawnienia, na koniec okresu rozliczeniowego posiada niewykorzystane uprawnienia, za zgodą organu właściwego do wydania zezwolenia i po zasięgnięciu opinii Krajowego Administratora, może je zachować, zgodnie z obowiązującymi przepisami, w całości lub części na następny okres rozliczeniowy, zgodnie z art. 31.

3. W przypadku niezyskania zgody, o której mowa w ust. 2, niewykorzystane uprawnienia ulegają umorzeniu.

Art. 50. Po otrzymaniu zweryfikowanych rocznych raportów, Krajowy Administrator, do dnia 30 kwietnia, dokonuje odpowiednich wpisów do Krajowego Rejestru Uprawnień.

Art. 51. 1. Prowadzący instalację objętą wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji, może wykorzystać do rozliczenia rocznej emisji gazów cieplarnianych otrzymane:

- 1) jednostki redukcji emisji,
- 2) jednostki poświadczonej redukcji emisji,

przy czym jedna jednostka odpowiada jednemu uprawnieniu.

2. Do rozliczenia, o którym mowa w ust. 1, nie można wykorzystać jednostek otrzymanych z realizacji działań inwestycyjnych polegających na budowie obiektów jądrowych, zmianie użytkowania ziemi oraz w leśnictwie.

Art. 52. 1. Prowadzący instalację ponosi kary pieniężne za brak uprawnień na pokrycie rzeczywistych wielkości emisji w poszczególnych latach okresu rozliczeniowego na dzień 31 grudnia każdego roku.

2. Kary pieniężne wymierza, w drodze decyzji, wojewódzki inspektor ochrony środowiska w przypadku stwierdzenia braku uprawnień w wyniku weryfikacji rocznego raportu lub w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzającej brak zezwolenia.

3. Stawka kary pieniężnej za brak jednego uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym na lata 2005-2007 wynosi równowartość w złotych polskich 40 euro, a od dnia 1 stycznia 2008 r. wynosi równowartość w złotych polskich 100 euro.

4. Maksymalna stawka kary pieniężnej za brak jednego uprawnienia do emisji substancji objętej krajowym systemem handlu uprawnieniami do emisji wynosi równowartość w złotych polskich 40 euro.

5. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, jednostkowe stawki kar, jakie obowiązują dla krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w poszczególnych latach lub całym okresie rozliczeniowym. Rada Ministrów, ustalając jednostkowe stawki kar, będzie kierowała się zasadą, że ich wysokość nie może być wyższa od górnych granic stawek kar.

6. Równowartość, o której mowa w ust. 3 i 4, oblicza się według średniego kursu euro ogłaszanego przez Narodowy Bank Polski w dniu 31 grudnia roku rozliczeniowego.

Art. 53. Do ponoszenia opłat, o których mowa w art. 25 ust. 1 i 2, oraz kar pieniężnych stosuje się przepisy działu III ustawy – Ordynacja podatkowa, z tym że uprawnienia organów podatkowych przysługują odpowiednio:

- 1) właściwemu organowi do wydania zezwolenia – w odniesieniu do opłat;
- 2) wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska – w odniesieniu do kar.

Art. 54. Wpływy z tytułu opłat, o których mowa w art. 11, w art. 25 i w art. 37 ust. 2, oraz kar, o których mowa w art. 52, wnosi się na wyodrębniony rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Art. 55. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 627, z późn. zm.²⁾) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 19 w ust. 2 dodaje się pkt 30 w brzmieniu:
 - „30) z zakresu ustawy z dnia o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr ..., poz. ...):
 - a) projekty Krajowych Planów Rozdziału Uprawnień przed skierowaniem ich do konsultacji społecznych,
 - b) zezwolenia na uczestnictwo w systemie handlu uprawnieniami do emisji,
 - c) roczne raporty,
 - d) decyzje o wymierzeniu kary pieniężnej za brak uprawnień,”;
- 2) w art. 289 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. W roku, w którym prowadzący instalację uiścił opłatę, o której mowa w art. 25 ust. 1 ustawy z dnia o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza nie wnosi opłaty za wprowadzanie do powietrza substancji, na emisję których uzyskał uprawnienia zgodnie z ustawą z dnia o handlu uprawnieniami do emisji

gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza.”;

3) w art. 401 po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:

„4a. Przychodami Narodowego Funduszu są także wpływy z opłat za przydzielenie uprawnień, należności za prowadzenie Krajowego Rejestru Uprawnień oraz kar pieniężnych za brak uprawnień lub zezwoleń, pobieranych na podstawie ustawy z dnia o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza.

4b. Przychody, o których mowa w ust. 4a, przeznacza się wyłącznie na finansowanie funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji, w tym prowadzenie Krajowego Rejestru Uprawnień, realizację zadań Krajowego Administratora oraz zadań dotyczących monitorowania wielkości emisji substancji objętych systemem.”.

Art. 56. W ustawie z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska (Dz. U. z 2002 r. Nr 122, poz. 982, z późn. zm.⁴⁾):

1) w art. 2 w ust. 1 dodaje się pkt 15 w brzmieniu:

„15) weryfikacja rocznych raportów sporządzanych zgodnie z ustawą z dnia..... o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr ..., poz....).”;

2) w art. 18 ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Minister właściwy do spraw środowiska w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych kierując się potrzebą zapewnienia proporcjonalności kosztów określi, w drodze

rozporządzenia, warunki i sposób ustalania kosztów ponoszonych w związku z:

- 1) prowadzeniem kontroli przestrzegania wymagań ochrony środowiska,
- 2) weryfikacji rocznych raportów sporządzanych zgodnie z ustawą z dnia..... o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza.”.

Art. 57. 1. W okresie do dnia 31 grudnia 2007 r. w przypadku wystąpienia siły wyższej powodującej zwiększenie wielkości emisji w stosunku do przydzielonych uprawnień, prowadzący instalację ma prawo do zakupu uprawnień do emisji od Krajowego Administratora z rezerwy krajowej, o której mowa w art. 15 ust. 1 pkt 4 lit. b; za te uprawnienia uiszcza się opłatę zgodnie z art. 25 ust. 1 i 2.

2. Prowadzący instalację jest obowiązany do udowodnienia wystąpienia siły wyższej oraz jej wpływu na wielkość emisji; Krajowy Administrator może odstąpić od żądania udowodnienia wystąpienia siły wyższej, w jednoznacznych i uzasadnionych przypadkach.

3. W przypadku gdy rezerwa krajowa została wyczerpana, prowadzącemu instalację nie przysługuje roszczenie o naprawienie szkody wynikłej z odmowy sprzedaży uprawnień.

4. Uprawnienia zakupione zgodnie z ust. 1 nie mogą być sprzedawane ani przenoszone.

Art. 58. 1. Do dnia 31 grudnia 2007 r. instalacja objęta wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji może zostać czasowo wykluczona z tego systemu.

2. Do prowadzącego instalację, o której mowa w ust. 1, stosuje się odpowiednio przepisy ustawy dotyczące monitorowania i raportowania.

Art. 59. 1. Do pierwszego Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2005-2007 nie stosuje się przepisów art. 14-21.

2. Plan, o którym mowa w ust. 1, po uzyskaniu akceptacji Komisji Europejskiej, przyjmuje, w drodze rozporządzenia, Rada Ministrów.

3. W rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 2, Rada Ministrów określi wykaz instalacji czasowo wykluczonych ze wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w okresie od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 31 grudnia 2007 r.

Art. 60. 1. Prowadzący instalacje objęte pierwszym Krajowym Planem jest zobowiązany złożyć wniosek o wydanie zezwolenia w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

2. Prowadzący instalacje, które powinny być objęte systemem i użytkowane w dniu wejścia w życie ustawy, a które nie zostały objęte pierwszym Krajowym Planem, jest obowiązany złożyć wniosek o wydanie zezwolenia, o którym mowa w art. 34, w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Art. 61. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r., z wyjątkiem art. 51 ust. 1 pkt 1, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2008 r.

¹⁾ Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia następujących dyrektyw Wspólnot Europejskich:

- 1) dyrektywy 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającej dyrektywę 96/61/WE (Dz.Urz. WE L 275 z 25.10.2003);
- 2) dyrektywy 2001/81/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza (Dz.Urz. WE L 309 z 27.11.2001);
- 3) dyrektywy 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz.Urz. WE L 309 z 27.11.2001);
- 4) decyzji nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. dotyczącej mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty i wykonania Protokołu z Kioto (Dz.Urz. WE L 49 z 19.02.2004);
- 5) decyzji Komisji z dnia 29 stycznia 2004 r. określającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazu cieplarnianego w myśl dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.Urz. WE L 59 z 29.01.2004).

- ²⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2001 r. Nr 115, poz. 1229, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 233, poz. 1957, z 2003 r. Nr 46, poz. 392, Nr 80, poz. 717 i 721, Nr 162, poz. 1568, Nr 175, poz. 1693, Nr 190, poz. 1865 i Nr 217, poz. 2124 oraz z 2004 r. Nr 19, poz. 177, Nr 49, poz. 464, Nr 70, poz. 631, Nr 91, poz. 875, Nr 92, poz. 880, Nr 96, poz. 959 i Nr 121, poz. 1263.
- ³⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1971 r. Nr 27, poz. 252, z 1976 r. Nr 19, poz. 122, z 1982 r. Nr 11, poz. 81, Nr 19, poz. 147 i Nr 30, poz. 210, z 1984 r. Nr 45, poz. 242, z 1985 r. Nr 22, poz. 99, z 1989 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 33, poz. 175, z 1990 r. Nr 34, poz. 198, Nr 55, poz. 321 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 107, poz. 464, Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 17, poz. 78, z 1994 r. Nr 27, poz. 96, Nr 105, poz. 509 i Nr 85, poz. 388, z 1995 r. Nr 83, poz. 417 i Nr 141, poz. 692, z 1996 r. Nr 114, poz. 542, Nr 139, poz. 646 i Nr 149, poz. 703, z 1997 r. Nr 43, poz. 272, Nr 115, poz. 741 i Nr 117, poz. 751, z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 117, poz. 758, z 1999 r. Nr 52, poz. 532, z 2000 r. Nr 22, poz. 271, Nr 74, poz. 855 i 857, Nr 88, poz. 983 i Nr 114, poz. 1191, z 2001 r. Nr 11, poz. 91, Nr 71, poz. 733, Nr 130, poz. 1450 i Nr 145, poz. 1638, z 2002 r. Nr 113, poz. 984 i Nr 141, poz. 1176, z 2003 r. Nr 49, poz. 408, Nr 60, poz. 535, Nr 64, poz. 592 i Nr 124, poz. 1151 oraz z 2004 r. Nr 91, poz. 870 i Nr 96, poz. 959.
- ⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2002 r. Nr 113, poz. 984 i Nr 153, poz. 1271, z 2003 r. Nr 170, poz. 1652, Nr 190, poz. 1865 i Nr 217, poz. 2124 oraz z 2004 r. Nr 121, poz. 1263.

UZASADNIENIE

projektu ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza

Celem projektu ustawy o handlu uprawnieniami do emisji, jest umożliwienie realizacji wymagań w zakresie krajowych i sektorowych limitów emisji substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza, w tym w szczególności gazów cieplarnianych odpowiedzialnych za zmiany klimatu globalnego, w sposób opłacalny i ekonomicznie efektywny.

Ustawa dokonuje transpozycji postanowień następujących dyrektyw, decyzji i wytycznych Unii Europejskiej:

- a) Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE;
- b) Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw;
- c) Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/81/WE z 23 października 2001 r. w sprawie krajowych pułapów emisji dla niektórych zanieczyszczeń powietrza atmosferycznego;
- d) Decyzji nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. dotyczącej mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty oraz wdrażania Protokołu z Kioto;
- e) Decyzji Komisji z dnia 29 stycznia 2004 r. określającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych w myśl Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady;

- f) Komunikatu Komisji w sprawie wytycznych mających pomóc Państwom Członkowskim we wdrażaniu kryteriów podanych w Aneksie III do Dyrektywy 2003/87/WE ustanawiającej system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającej Dyrektywę Rady 96/61/WE oraz w sprawie okoliczności, na podstawie których wykazuje się działanie siły wyższej.

Przy konstruowaniu przepisów projektowanej ustawy wzięto również pod uwagę regulacje zawarte w projekcie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto.

W celu wdrożenia systemu handlu uprawnieniami do emisji w projekcie ustawy wprowadzono także zmiany w następujących ustawach: Prawo ochrony środowiska (Dz. U. 2001 nr 62 poz. 627 z późn. zm.), ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska (Dz.U. 2002 nr 112 poz. 982 z późn. zm.).

Ustawa wprowadza nowy mechanizm do krajowego porządku prawnego od dawna zapowiadany, zwany handlem uprawnieniami do emisji. Idea tego mechanizmu oparta jest na odstępieniu od ustalania sztywnych standardów emisji na rzecz rocznych uprawnień do emisji przydzielanych podmiotom.

Uprawnienia odpowiadają określonej dopuszczalnej wielkości emisji i mogą być przedmiotem handlu. Może to zdopingować podmioty do działań umożliwiających „wygospodarowanie” wolnych uprawnień, które będą mogły zostać wykorzystane na zwiększenie produkcji własnej lub do handlu z innymi, którym takie uprawnienia będą potrzebne do umożliwienia produkcji. Mechanizm handlu uprawnieniami jest uznawany za najbardziej skuteczną i efektywną ekonomicznie formą wypełniania redukcji emisji zanieczyszczeń. Będzie to mechanizm uzupełniający dla istniejących regulacji bezpośrednich w polityce ochrony powietrza.

W art. 1 i 2 projektu ustawy zostały określone cele i zakres. Ustawa określa zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji, którego celem jest ograniczenie ich emisji. Od dnia 1 stycznia 2005 r. system obejmuje tylko dwutlenek węgla. Jednak w późniejszym czasie zostanie wprowadzony krajowy system, który obejmie także inne substancje, w szczególności SO₂, NO_x i pył. Kwestia ta zostanie uregulowana w drodze rozporządzenia Ministra Środowiska wydanego w porozumieniu z Ministrem Gospodarki i Pracy, wydanego na podstawie art. 5 ustawy, zgodnie z którym określone zostaną substancje i instalacje objęte systemem.

Ideą ustawy jest możliwość rozszerzenia systemu handlu także na inne niż wymienione zanieczyszczenia w skali kraju.

W art. 3 wprowadzono objaśnienia pojęć w celu usystematyzowania istniejących i wprowadzenia nowych pojęć do polskiego prawa.

W art. 4 określono zakres systemu handlu uprawnieniami do emisji. W jego skład wchodzi obejmujący gazy cieplarniane wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji oraz krajowy system handlu uprawnieniami do emisji, który ma na celu optymalizować działania dla dotrzymania dopuszczalnych poziomów emisji rocznych, wynikających z zobowiązań międzynarodowych, szczególnie: dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłów w powietrzu.

W ramach krajowego i wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami przydzielane są uprawnienia do emisji prowadzącym instalacje objęte systemem na okresy rozliczeniowe, nie krótsze niż 3 lata.

Nadzór nad systemem handlu uprawnieniami sprawuje minister właściwy do spraw środowiska przy pomocy Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

W art. 6 zostały określone przepisy dotyczące wykluczania instalacji i poszczególnych rodzajów substancji z krajowego systemu handlu uprawnieniami. Na mocy tych przepisów można będzie wykluczać z systemu instalacje, które mają np. niski udział w całkowitej emisji substancji objętych systemem oraz dla których koszty włączenia do systemu byłyby niewspółmiernie wysokie w po

równaniu z wielkością ich emisji. W stosunku do systemu wspólnotowego – taką możliwość zapisano w przepisie przejściowym i tylko do 2007 r. (wg wymagań dyrektywy 2003/87/WE).

W art. 8 zostały wprowadzone zasady dotyczące funkcjonowania Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, zwanego dalej Krajowy Administratorem. Krajowy Administrator zostanie wyznaczony, w drodze rozporządzenia, przez ministra właściwego do spraw środowiska, który będzie sprawował nad nim nadzór. Krajowy Administrator i jego działalność będą finansowane wyłącznie ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, zgromadzonych na odrębnym koncie i na cele wymienione w art. 401 ustawy POŚ (art. 55 projektu ustawy).

W art. 8 wymieniono podstawowe zadania stawiane przed Krajowym Administratorem, w szczególności:

- prowadzenie Krajowego Rejestru Uprawnień,
- prowadzenie baz danych zawierających wykaz instalacji,
- monitorowanie funkcjonowania systemu,
- opracowywanie projektów planów rozdziału uprawnień,
- udostępnianie projektów planów rozdziału uprawnień do konsultacji społecznych,
- opracowywanie wynikających z przepisów raportów dotyczących systemu,
- monitorowanie działań związanych z realizacją projektów wspólnych wdrożeń i mechanizmu czystego rozwoju,
- udzielanie wyjaśnień, opracowywanie materiałów informacyjnych oraz prowadzenie szkoleń w zakresie systemu.

Jednym z najistotniejszych działań będzie prowadzenie Krajowego Rejestru Uprawnień, w którym będą gromadzone informacje o zezwoleniach, przydzielonych uprawnieniach, uprawnieniach sprzedanych, przeniesionych i umorzonych oraz wielkości dopuszczalnej emisji (art. 10).

W art. 14 i 15 znalazły się przepisy dotyczące opracowywania krajowych planów rozdziału uprawnień. Na mocy art. 16 nakłada się obowiązek na prowadzących instalację objętą systemem do przekazywania niezbędnych informacji do sporządzania krajowych planów rozdziału uprawnień. Kolejne artykuły dotyczą zasad sporządzania i informacji, jakie powinien zawierać krajowy plany rozdział uprawnień. W Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień określa się zasady i całkowitą liczbę uprawnień rozdzielaną między instalacje objęte systemem oraz całkowitą liczbę uprawnień przeznaczoną dla krajowej rezerwy, którą zarządza Krajowy Administrator. Krajowa rezerwa uprawnień składa się z czterech składowych:

- Puli dla nowych instalacji,
- Puli na uzupełnienia uprawnień w związku z ponadplanowym wzrostem zapotrzebowania na te uprawnienia,
- Puli w związku z przyjęciem produkcji z likwidowanych instalacji będących poza system handlu uprawnieniami
- Puli rezerwy na realizację projektów wspólnych wdrożeń i mechanizmu czystego rozwoju (mechanizmów Protokołu z Kioto).

W uzasadnieniu muszą znaleźć się informacje na temat kryteriów rozdziału uprawnień między instalacje oraz informacje o sposobie wykorzystania uwag i wniosków zgromadzonych w ramach konsultacji społecznych.

W art. 22-31 znalazły się przepisy dotyczące sposobu przydzielania uprawnień do emisji z instalacji objętych systemem oraz możliwości postępowania z nimi. Liczba przydzielanych uprawnień dla instalacji objętej systemem w danym roku nie może być większa od dopuszczalnej wielkości emisji określonej dla niej w pozwoleniu zintegrowanym lub pozwoleniu na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza, w przypadku substancji innych niż gazy cieplarniane (art. 23). Uprawnienia do emisji przyznawane są w krajowych planach rozdziału uprawnień (art. 22). Tylko w przypadku nowych instalacji i w przypadku wprowadzanych zmian w instalacji, które spowodują zmianę wielkości emisji, uprawnienia są przydzielane w zezwoleniu na emisję. Prowadzący instalację objętą systemem, któremu przydzielono uprawnienia uiszcza opłatę za

uprawnienia w wysokości równej opłacie za wprowadzanie do powietrza zanieczyszczenia objętego systemem, obliczonej wg jednostkowej stawki opłaty za wprowadzanie do powietrza gazów i pyłów w roku poprzednim (art. 25). Opłata ta stanowi dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w każdym pierwszym roku okresu rozliczeniowego i jest wnoszona na wydzielone konto. Prowadzący instalację jest zwolniony z opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska od gazów i pyłów wpłacanych do marszałka w tym roku, w zakresie dotyczącym substancji objętej systemem handlu emisjami. Zasada ta pozwoli na finansowanie systemu bez obciążeń budżetu państwa.

Uprawnienia wykorzystane są do rozliczenia rzeczywistej emisji z instalacji objętej systemem na koniec każdego roku w okresie rozliczeniowym, do sprzedaży, lub przenoszenia uprawnień między instalacje oraz wykorzystania nieumorzonych uprawnień w kolejnych latach okresu rozliczeniowego i w kolejnych okresach rozliczeniowych (art. 26). Ustawa dopuszcza możliwość przenoszenia uprawnień między instalacje będące w posiadaniu jednego prowadzącego lub w obrębie grupy instalacji, która powstanie decyzją samych zainteresowanych (art. 30).

Podano też zasady postępowania z przydzielonymi uprawnieniami w przypadku likwidacji instalacji, wycofania produkcji lub przenoszenia produkcji do innej instalacji (art. 31).

W art. 32- 39 reguluje się zasady wydawania zezwoleń na udział w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji objętych handlem. Zezwolenie jest wydawane na wniosek prowadzącego instalację przez starostę lub wojewodę – organ właściwy do wydawania pozwolenia zintegrowanego lub pozwolenia na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza z mocy ustawy POŚ. W zezwoleniu określa się wymogi dotyczące monitorowania i sprawozdawczości oraz przydziela uprawnienia dla instalacji nowych lub instalacji, które zostały zmienione w trakcie trwania okresu rozliczeniowego, i zmiana ta wpłynęła na wielkość emisji substancji objętych systemem.

W art. 41-43 znalazły się przepisy dotyczące monitorowania, sprawozdawczości oraz rozliczania uprawnień. Rozliczenie uprawnień następuje do dnia 30 kwietnia każdego roku w okresie rozliczeniowym na podstawie sprawozdań zweryfikowanych i ocenionych przez uprawnionych audytorów lub przez wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska (art. 43). Szczegółowe wymagania dla audytorów zostaną określone w drodze rozporządzenia Ministra Środowiska. Akredytację audytorów prowadziłoby Polskie Centrum Akredytacji. Roczne sprawozdania prowadzący instalację przedkłada do dnia 31 marca organowi właściwemu do wydawania zezwoleń oraz Krajowemu Administratorowi. Na mocy przepisów art. 49, w szczególnych przypadkach, dopuszcza się przenoszenie uprawnień z jednego roku rozliczeniowego na drugi rok okresu rozliczeniowego.

Art. 51 dopuszcza wykorzystanie jednostek poświadczonej redukcji i jednostek redukcji emisji otrzymanych w wyniku realizacji projektów mechanizmu czystego rozwoju i projektów wspólnych wdrożeń zapisanych z Protokole z Kioto do Ramowej Konwencji NZ w sprawie zmian klimatu, do rozliczenia się z uprawnień przez prowadzącego instalacje. Jednostki poświadczonej redukcji mogą być wykorzystane od roku 2005, natomiast jednostki redukcji emisji mogą być wykorzystane do rozliczenia się z uprawnień od roku 2008.

Art. 52 dotyczy kar. Kary pieniężne są ponoszone przez prowadzącego instalację za brak uprawnień na pokrycie rzeczywistej wielkości emisji w poszczególnych latach okresu rozliczeniowego na dzień 31 grudnia każdego roku okresu rozliczeniowego. Kary wymierza w drodze decyzji wojewódzki inspektor ochrony środowiska. W okresie rozliczeniowym w latach 2005-2007 za brak uprawnień na wyemitowanie jednej tony dwutlenku węgla kara pieniężna wynosi równowartość w polskich złotych 40 euro, a po roku 2007 kara ta stanowi równowartość w polskich złotych 100 euro. Kurs przeliczeniowy będzie zgodny ze średnim kursem euro wg Narodowego Banku Polskiego na dzień 31 grudnia roku rozliczeniowego. Maksymalna stawka kary za brak uprawnienia do emisji substancji objętych krajowym systemem handlu uprawnieniami do emisji wynosi równowartość w polskich złotych 40 euro. Wysokość stawki jednostkowej będzie każdorazowo ustalana przez Radę

Ministrów (art. 52 ust. 5). Kary pieniężne będą przychodem NFOŚiGW i będą przeznaczane na zadania związane z funkcjonowaniem systemu handlu uprawnieniami.

Ustawa wejdzie w życie w dniu 1 stycznia 2005 r.

Projekt ustawy wprowadza także zmiany w innych regulacjach.

W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska wprowadza się zmiany w art. 401 ust. 4a i 4b, dodając zapis, że do przychodów Narodowego Funduszu należą także wpływy z tytułu opłat za przydzielenie uprawnień, opłat za wpis do krajowego rejestru uprawnień, kar pieniężnych za brak uprawnień oraz kosztów sprawdzania rocznych sprawozdań pobieranych na podstawie niniejszej ustawy. Przychody te będą przeznaczone na finansowanie działalności Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

W ustawie z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska dodaje się do art. 2 ust. 1 nowe zadanie dotyczące sprawdzania i oceny rocznych sprawozdań, a także upoważnienie ustawowe do określenia kosztów wykonania tego zadania.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

do projektu ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza

1. Podmioty, na które oddziałuje akt normatywny

Projektowany akt normatywny oddziałuje na:

- podmioty gospodarcze, które będą objęte wspólnotowym i krajowym systemem handlu uprawnieniami do emisji,
- organy administracji rządowej i samorządowej, zaangażowane w nadzór oraz koordynację i kontrolę podmiotów obejmowanych systemem handlu uprawnieniami do emisji.

Wejście w życie ustawy będzie miało wpływ na funkcjonowanie podmiotów gospodarczych wprowadzających do powietrza substancje objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji oraz ich działania zmierzające do redukcji lub uniknięcia tych emisji.

Dostosowanie polskich przepisów do wymogów Unii Europejskiej umożliwi polskim przedsiębiorcom obrót uprawnieniami do emisji w ramach rynku Wspólnoty Europejskiej i rynku krajowego.

Akt normatywny nakłada obowiązki na starostów i wojewodów, w kompetencji których będzie wydawanie w formie decyzji zezwoleń do przydziału uprawnień.

Akt ten nakłada nowe obowiązki na ministra właściwego do spraw środowiska oraz jednostkę zarządzającą i koordynującą system handlu uprawnieniami, jaka musi powstać dla sprawnego funkcjonowania systemu. Ustawa umożliwi realizację długofalowej strategii współpracy międzynarodowej, szczególnie w ramach Wspólnoty Europejskiej, dotyczącej zmian klimatu, a w szczególności sprzedaży jednostek uprawnień do emisji w ramach państw, które ratyfikowały Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.

2. Wpływ aktu normatywnego na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżet samorządu terytorialnego

Wejście w życie projektu ustawy spowoduje konieczność wydatkowania środków, które zostaną przeznaczone na potrzeby utworzenia jednostki koordynującej i zarządzającej systemem handlu uprawnieniami do emisji – Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisjami, zwanym dalej Krajowym Administratorem, któremu zostaną powierzone obowiązki administrowania wspólnotowym i krajowym systemem handlu uprawnieniami do emisji dla przedsiębiorstw krajowych. Krajowy Administrator zostanie wyznaczony przez ministra właściwego do spraw środowiska, w drodze rozporządzenia. W projekcie ustawy przewidziano nowe zadania kontrolne dla Inspekcji Ochrony Środowiska, która obok akredytowanych audytorów będzie weryfikowała i oceniała roczne raporty, sporządzane zgodnie z projektem ustawy przez podmioty objęte systemem.

Nowe zadania dla inspekcji mogą przynieść dodatkowe dochody do budżetu państwa. Jednak ich wielkość jest obecnie niemożliwa do oszacowania. Weryfikacja pierwszych raportów (za rok 2005) będzie przeprowadzona na początku 2006 r. i obejmie nie więcej niż 1000 podmiotów. One same zdecydują, czy weryfikacja zostanie przeprowadzona przez niezależnych audytorów czy też państwową inspekcję.

Przewidywany koszt powołania Krajowego Administratora szacuje się na około 100 000 zł. w roku bieżącym, utworzenie i prowadzenie Krajowego Rejestru Upnień (zwanym dalej KRU) wyniesie około 250 000 zł. w czwartym kwartale bieżącego roku oraz w pierwszym roku działania systemu. Koszty w 2004 r. są związane z zakupem elektronicznego systemu obsługującego rejestr. Koszty utworzenia Krajowego Administratora związane będą z koniecznością stworzenia 10-15 nowych miejsc pracy, pozyskaniem lokalu, sprzętu informatycznego, przygotowaniem Krajowego Rejestru Upnień (ewentualny zakup systemu gotowego przygotowanego w jednym z krajów UE), a także z przygotowaniem procedur kontroli, sprawdzania i oceny raportów rocznych.

Środki związane z wykonaniem zadań będą pokryte z wpływów z tytułu opłat za przydzielenie uprawnień, opłat za wpis do krajowego rejestru uprawnień, kar

pieniężnych za brak uprawnień oraz opłat za sprawdzanie rocznych sprawozdań pobieranych na podstawie ustawy o handlu uprawnieniami do emisji.

Wejście w życie ustawy spowoduje w każdym pierwszym roku okresu rozliczeniowego mniejsze przychody wojewódzkich, powiatowych i gminnych funduszy ochrony środowiska, przenosząc je w całości do NFOŚiGW. Nie zmieni to dotychczasowych obciążeń dla przedsiębiorstw. W przypadku CO₂ podmioty, które zostały uwzględnione w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień otrzymują uprawnienia na 286,2 mln ton CO₂ (prognozowana emisja dla 2005 roku oraz premie). Przyjmując, że opłata za emisję 1 tony tego gazu cieplarnianego wynosi dziś 0,22 zł, spodziewane wpływy z tytułu opłat za wprowadzanie CO₂ do powietrza wyniosą więc ok. 63 mln zł. Spowoduje to (wg szacunków) jednorazowe, sumarycznie w skali kraju uszczuplenie wpływów do funduszy: gminnych o 2,9%, powiatowych o 3,6% i wojewódzkich o 4,0%.

Projekt ustawy wprowadza nowy obowiązek administracyjny dla wojewodów i starostów. Poprzez wprowadzenie nowej kategorii decyzji administracyjnych – zezwoleń na uczestnictwo w systemie handlu uprawnieniami do emisji, wzrosną wpływy do budżetów gmin z tytułu opłaty skarbowej. Biorąc pod uwagę, iż zostanie wydanych ok. 1000 zezwoleń dla uczestników wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz fakt, że decyzje te nie będą zezwoleniami na prowadzenie działalności gospodarczej (stawka opłaty skarbowej – 76 zł), wysokość tych wpływów szacuje się ok. 76 000 zł.

3. Wpływ aktu na rynek pracy

Wejście w życie ustawy może wpłynąć na rynek pracy. Spowodowane będzie to potrzebą zatrudnienia przez największe podmioty gospodarcze wchodzące do systemu osób odpowiedzialnych za działanie podmiotu w systemie, zaangażowanie banków i instytucji finansowych w obrót uprawnieniami na rynku wspólnotowym i krajowym. Nowe miejsca pracy mogą się pojawić także w firmach, które uzyskają certyfikaty upoważniające do przeprowadzania kontroli raportów.

4. Wpływ aktu normatywnego na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki

Wprowadzenie w życie przepisów ustawy zapewni dostosowanie do wymogów Unii Europejskiej.

Polskie podmioty gospodarcze mogą stać się bardziej konkurencyjne na wspólnotowym, jaki i światowym rynku, co spowodowane jest dobrą sytuacją polskich podmiotów w zakresie przydziału uprawnień do emisji szczególnie gazów cieplarnianych. Podmioty gospodarcze będą mogły wykorzystywać ewentualne wpływy ze sprzedaży uprawnień na modernizację swojej infrastruktury.

W przypadku objęcia systemem innych substancji i instalacji (szczególnie SO₂ i dużych źródeł spalania) – ustawa może złagodzić skutki finansowe wdrożenia ostrych wymagań ochrony środowiska.

Wejście w życie projektowanej ustawy może też wymusić przyływ do Polski nowoczesnych rozwiązań technicznych i technologicznych, przyspieszając unowocześnienie wielu branż przemysłowych, które staną się bardziej przyjazne środowisku.

5. Wpływ aktu normatywnego na rozwój regionalny

Ustawa może mieć wpływ na poprawę jakości powietrza w regionach oraz promowanie odnawialnych źródeł energii. Realizacja inwestycji modernizacyjnych instalacji spalania, przez zmianę rodzajów paliwa, a w szczególności wykorzystanie biomasy, metanu pozyskiwanego ze składowisk i kompostowania odpadów organicznych, będzie miała wpływ na rozwój regionów, szczególnie obszarów wiejskich.

6. Wskazanie źródeł finansowania, zwłaszcza jeżeli projekt pociąga za sobą zwiększenie obciążeń budżetu państwa

W pierwszym roku działania systemu handlu uprawnieniami do emisji podmioty wchodzące do systemu będą musiały uiszczać opłatę w wysokości odpowiadającej liczbie uprawnień w pierwszym roku okresu rozliczeniowego, określonego w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień, pomnożonym przez jednostkową stawkę opłat za wprowadzenie do powietrza gazów i pyłów w roku

poprzednim. Wpływy z tytułu opłat będą w całości przychodem Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Przychody te będą przeznaczone w całości na rozwój i funkcjonowanie Krajowego Administratora i Krajowego Rejestru Upwnień. Pozwoli to na odciążenie budżetu państwa i samofinansowanie się systemu handlu upwńieniami do emisji. Z tych środków będą także finansowane następne plany rozdziału upwńien.

7. Konsultacje

Projekt ustawy powstawał równolegle z pierwszym Krajowym Planem Rozdziału Upwńien do emisji CO₂ na lata 2005-2007.

Ustawa konsultowana była z branżami wchodzącymi do wspólnotowego i krajowego systemu handlu upwńieniami. W konsultacjach udział wzięli: Konfederacja Pracodawców Polskich, Izba Energetyczno Przemysłowa, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Stowarzyszenie Papierników Polskich, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Stowarzyszenie Forum Opakowań Szklanych, BSO Polska, Stowarzyszenie Producentów Cementu i Wapna, Związek Pracodawców Szkła, Związek Producentów Cukru, Polskie Huty Stali, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, Elektrownia Turów, ZE PAK S.A., Elektrownia Opole, Koalicja Klimatyczna, NSZZ Pracowników Huty Szkła Kryształowego „JULIA-Szklarska Poręba” Federacja Związków Zawodowych Przemysłu Chemicznego, Szklarskiego i Ceramicznego w Polsce, NSZZ Solidarność – Komisja Krajowa.

Tekst projektu ustawy został także umieszczony na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska i wywołał liczne komentarze i uwagi, które były wnikliwie analizowane i w miarę możliwości (dopuszczalność regulacji UE) uwzględniane.

Projekt ustawy został przekazany do konsultacji i został przyjęty 8 września br. przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego.



URZĄD
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ
SEKRETARZ
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ
SEKRETARZ STANU
Jarosław Pietras

Min.JP-1681 /04/DPE/ps

Warszawa, dnia 27/09/2004 r.

Pan
Aleksander Proksa
Sekretarz Rady Ministrów

Opinia o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza, wyrażona na podstawie art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Komitecie Integracji Europejskiej (Dz. U. nr 106, poz. 494) przez Sekretarza Komitetu Integracji Europejskiej, Ministra Jarosława Pietrasa, działającego z upoważnienia Przewodniczącego Komitetu Integracji Europejskiej.

Szanowny Panie Ministrze,

W związku z przedstawionym projektem ustawy (pismo nr RM-10-164-04), pozwalam sobie wyrazić następującą opinię:

- I. Projekt ustawy ma za zadanie dokonanie transpozycji następujących aktów prawnych:
- dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 91/61/WE (Dz. Urz. WE L 257 z 25.10.2003)
 - dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (Dz. Urz. WE L 319 z 27.11.2001)
 - dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/81/WE z 23 października 2001r. w sprawie krajowych pułapów emisji dla niektórych zanieczyszczeń powietrza atmosferycznego (Dz. Urz. WE L 309 z 27.11.2001).
- II. Projekt ustawy wdraża także postanowienia decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady nr 280/2004/WE z dnia 11 lutego 2004 r. dotyczącej mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty oraz wdrażania protokołu z Kioto (Dz. Urz. WE L 49 z 19.02.2004), oraz decyzji Komisji nr 2004/156/WE z dnia 29 stycznia 2004 r. określającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w

zakresie emisji gazu cieplarnianego w myśl Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. WE L 59 z 26.02.2004).

- III. Ustawa ma za zadanie wprowadzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji, w miejsce obowiązującego systemu opartego na ustalaniu standardów emisji. Uprawnienia będą odpowiadać określonej dopuszczalnej wielkości emisji i będą mogły być przedmiotem handlu pomiędzy podmiotami. Jest to nowy mechanizm redukcji zanieczyszczeń, efektywny zarówno z ekonomicznego, jak i ekologicznego punktu widzenia.

W konkluzji pozwalam sobie stwierdzić, iż przedłożony projekt regulacji jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Z up. Z pow. Z. Komitetu
Integracji Europejskiej
P. Nowakowski
PODSKRETAŃ STANU
Tomasz Nowakowski

Do uprzejmej wiadomości:
Pan Jerzy Swatoń
Minister Środowiska

**Rozporządzenie Ministra Środowiska¹⁾
z dnia**

w sprawie rodzajów instalacji i substancji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji oraz długości okresu rozliczeniowego

Na podstawie art. 5 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) rodzaje instalacji objęte wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji oraz wartości progowe odniesione do zdolności produkcyjnych tych instalacji;
- 2) substancje objęte wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji;
- 3) współczynnik ocieplenia wykorzystywany do obliczenia ekwiwalentu;
- 4) długość okresu rozliczeniowego.

§ 2.

Rodzaje instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji oraz wartości progowe odniesione do zdolności produkcyjnych tych instalacji zawiera załącznik 1 do rozporządzenia.

§ 3.

W pierwszym okresie rozliczeniowym wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji obejmuje dwutlenek węgla (CO₂).

§ 4.

Współczynnik ocieplenia wykorzystywany do obliczenia ekwiwalentu dla dwutlenku węgla (CO₂) wynosi 1.

§ 5.

Długość pierwszego okresu rozliczeniowego dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji wynosi 3 lata i obejmuje okres 2005-2007.

§ 6.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

Minister Środowiska

w porozumieniu:

Minister Gospodarki i Pracy

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem administracji rządowej - środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1438).
10-27-zb

**RODZAJE INSTALACJI OBJĘTE WSPÓLNOTOWYM SYSTEMEM HANDLU
UPRAWNIENIAMI DO EMISJI ORAZ WARTOŚCI PROGOWE ODNIESIONE DO
ZDOLNOŚCI PRODUKCYJNYCH TYCH INSTALACJI***

1. Instalacje w przemyśle energetycznym do spalania paliw o mocy nominalnej¹⁾ ponad 20 MW z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych i komunalnych.
2. Rafinerie ropy naftowej.
3. Piece koksownicze.
4. W hutnictwie i przemyśle metalurgicznym:
 - 1) instalacje prażenia i spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej,
 - 2) instalacje do pierwotnego lub wtórnego wytopu surowki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali, o zdolności produkcyjnej²⁾ ponad 2,5 tony wytopu na godzinę.
5. W przemyśle mineralnym:
 - 1) instalacje do produkcji klinkieru cementowego w piecach obrotowych o zdolności produkcyjnej²⁾ ponad 500 ton na dobę lub wapna w piecach o zdolności produkcyjnej²⁾ ponad 50 ton na dobę,
 - 2) instalacje do produkcji szkła, w tym włókna szklanego, o zdolności produkcyjnej²⁾ ponad 20 ton wytopu na dobę,
 - 3) instalacje do produkcji wyrobów ceramicznych za pomocą wypalania, o zdolności produkcyjnej²⁾ ponad 75 ton na dobę lub o pojemności pieca przekraczającej 4 m³ i gęstości ponad 300 kg wyrobu na m³ pieca.
6. Inne:
 - 1) instalacje do produkcji masy włóknistej z drewna lub innych materiałów włóknistych,
 - 2) instalacje do produkcji papieru lub tektury, o zdolności produkcyjnej²⁾ ponad 20 ton na dobę.

Objaśnienia:

* Nie dotyczy instalacji lub ich części stosowanych wyłącznie do badania, rozwoju lub testowania nowych produktów lub procesów technologicznych.

¹⁾ Moc liczona z wartości opałowej paliwa na wejściu do instalacji.

²⁾ Największa ilość określonego wyrobu lub wyrobów, która może być wytworzona w jednostce czasu w normalnych warunkach pracy instalacji.

UZASADNIENIE
projektu rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia
w sprawie rodzajów instalacji i substancji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji
oraz długości okresu rozliczeniowego.

Rozporządzenie sporządzono na podstawie delegacji zawartej w art. 5 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Rozporządzenie określa rodzaje instalacji (zgodnie z aneksem 1 do dyrektywy 2003/87/WE) i substancje (dwutlenek węgla) objęte systemem handlu uprawnieniami w pierwszym okresie rozliczeniowym, czyli w latach 2005-2007.

Rozporządzenie dopełnia implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE;

Ocena skutków regulacji

Rozporządzenie oddziałuje na instalacje objęte systemem, obligując je do uczestniczenia w nim. Rozporządzenie nie wprowadza skutków finansowych, nie wpływa na rynek pracy, na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki oraz na rozwój regionalny.

Projekt niniejszej regulacji zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej.

**Rozporządzenie
Ministra Środowiska¹⁾**

z dnia

**w sprawie wyznaczenia Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do
Emisji**

Na podstawie art. 9 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Krajowym Administratorem Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji wyznacza się:
.....

§ 2.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

Minister Środowiska

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem administracji rządowej - środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1438).

UZASADNIENIE

Rozporządzenie sporządzono na podstawie art. 9 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Celem rozporządzenia jest wyznaczenie Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji. Funkcję tą obejmie:.....

Rozporządzenie dopełnia implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE.

Ocena skutków regulacji

Rozporządzenie oddziałuje na jednostkę wyznaczoną na Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, nakładając na nią zadania i obowiązki. Działalność Krajowego Administratora będzie finansowana ze środków zgromadzonych na wydzielonym koncie NFOŚiGW.

Projekt rozporządzenia zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej.

Rozporządzenie Ministra Środowiska¹⁾
z dnia
w sprawie prowadzenia Krajowego Rejestru Upwnień

Na podstawie art. 12 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) sposób prowadzenia Krajowego Rejestru Upwnień;
- 2) formę i układ Krajowego Rejestru Upwnień.

§ 2.

1. Instalacje objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych są rejestrowane w Krajowym Rejestrze Upwnień przez nadanie numeru identyfikacyjnego.

2. W Krajowym Rejestrze Upwnień rejestrowane są dane dotyczące:

- 1) wydawania zezwoleń;
- 2) wielkości emisji dopuszczalnej;
- 3) przydzielania upwnień;
- 4) sprzedaży;
- 5) przenoszenia upwnień;
- 6) umarzania upwnień;
- 7) emisji rzeczywistej;
- 8) jednostek redukcji emisji;
- 9) jednostek poświadczonej redukcji emisji.

§ 3.

1. Każdy prowadzący instalację objętą system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych posiada konto w Krajowym Rejestrze Upwnień.

3. Na koncie, o którym mowa w ust. 1, są rejestrowane informacje dotyczące danych określonych w § 2 ust.2.

§ 4.

Krajowy Rejestr Upwnień jest prowadzony w formie elektronicznej.

§ 5.

Zmiany w Krajowym Rejestrze Upwnień mogą być dokonywane tylko przez Krajowego Administratora Systemu Handlu Upwzeniami do Emisji .

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem administracji rządowej - środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1438).

§ 6.

Krajowy Rejestr Upoważnień prowadzony na potrzeby wspólnotowego systemu handlu upoważnieniami do emisji jest dostępny dla europejskiego rejestru, bez możliwości ingerowania w jego zasoby.

§ 7.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

Minister Środowiska

UZASADNIENIE
Projekt rozporządzenie Ministra Środowiska
z dnia 2004 r.
w sprawie sposobu prowadzenia Krajowego Rejestru Uprawnień oraz jego formy i układu.

Rozporządzenie sporządzono na podstawie art. 12 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Celem rozporządzenia jest określenie sposobu prowadzenia, formy i układu Krajowego Rejestru Uprawnień, którego prowadzenie będzie należało do kompetencji Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

Rejestr będzie prowadzony w formie elektronicznej. Dostęp do zawartych tam danych będą miały tylko osoby upoważnione, zmian będzie mógł dokonywać tylko Krajowy Administrator. Krajowy rejestr będzie spójny z rejestrem wspólnotowym. W rejestrze będą odnotowywane wszystkie informacje związane z przedziałem, zbyciem, przenoszeniem, umarzaniem uprawnień. Każdy prowadzący instalację objętą systemem handlu uprawnieniami do emisji będzie posiadał w rejestrze swoje konto.

Rozporządzenie dopełnia implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE oraz Decyzji nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. dotyczącej mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty oraz wdrażania Protokołu z Kioto i Decyzji Komisji z dnia 29 stycznia 2004 r. określającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazu cieplarnianego w myśl Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Ocena skutków regulacji

Rozporządzenie nie wywoła skutków finansowych, nie wpływa na rynek pracy, na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki oraz na rozwój regionalny. Projekt niniejszej regulacji zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej.

Projekt niniejszej regulacji zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej.

**Rozporządzenie
Ministra Środowiska¹⁾**

z dnia

**w sprawie wzorów formularzy oraz terminów i sposobu ich przekazywania do
Krajowego Rejestru Upoważnień dla wspólnotowego systemu handlu upoważnieniami do
emisji dwutlenku węgla**

Na podstawie art. 13 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu upoważnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Ustala się wzór formularzy dla wspólnotowego oraz dla krajowego systemu handlu upoważnieniami do emisji dwutlenku węgla.

**Zakres informacji przekazywanych do KRU i w nim gromadzonych
zostanie ostatecznie określony po zakończeniu prac nad jego wersją
elektroniczną.**

**Polski rejestr będzie połączony „on-line” z centralnym rejestrem
obsługującym wspólnotowy system handlu upoważnieniami do emisji gazów
cieplarnianych.**

**Uwaga: zakres informacji może być różny dla kolejnych okresów
rozliczeniowych oraz systemów dla poszczególnych substancji, branż i
rodzajów instalacji.**

§ 2.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r. _

MINISTER ŚRODOWISKA

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem administracji rządowej - środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1438).

UZASADNIENIE

Rozporządzenie sporządzono na podstawie art. 13 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Rozporządzenie określa w jakiego rodzaju informacje i w jaki sposób oraz w jakim terminie będą przekazywane do Krajowego Rejestru Upoważnień. W załącznikach podane są wzory formularzy do przekazywania informacji. Informacje przekazywane przez prowadzących instalacje będą obejmowały dane o :

- 1) prowadzącym instalację,
- 2) przyznanych mu zezwoleniach,
- 3) przydzielonych mu upoważnieniach,
- 4) sprzedaży, kupnie, przenoszeniu upoważnień,
- 5) umarzaniu upoważnień,
- 6) wielkości emisji dopuszczalnej i rzeczywistej emisji,
- 7) wstąpieniu do grupy,
- 8) ilości wygenerowanej jednostek redukcji emisji i jednostek poświadczonej redukcji emisji,
- 9) ilości posiadanych jednostek redukcji emisji i jednostek poświadczonej redukcji emisji.

Rozporządzenie dopełnia implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE oraz Decyzji nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. dotyczącej mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty oraz wdrażania Protokołu z Kioto i Decyzji Komisji z dnia 29 stycznia 2004 r. określającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazu cieplarnianego w myśl Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Rozporządzenie oddziałuje na instalacje objęte systemem, obligując je do przekazywania wymaganych informacji. Rozporządzenie nie wprowadza skutków finansowych, nie wpływa na rynek pracy, na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki oraz na rozwój regionalny. Projekt niniejszej regulacji zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej.

Rozporządzenie Ministra Środowiska¹⁾

z dnia

**w sprawie zakresu informacji niezbędnych do opracowania Krajowego Planu Rozdziału
Uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz terminu, sposobu i formy ich przekazywania**

Na podstawie art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa zakres informacji wymagany dla Krajowego Planu Rozdziału uprawnień do emisji, stanowiący załącznik do rozporządzenia.

**Rozporządzenie to powstanie, gdy zapadną decyzje o objęciu krajowym planem rozdziału uprawnień konkretnych rodzajów instalacji i substancji w nowym okresie rozliczeniowym.
Obecnie Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień dla CO₂ jest już opracowany i zostanie wprowadzony w życie od 1 stycznia 2005 roku.**

§ 2.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem

Minister Środowiska

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem administracji rządowej - środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1438).

ZAŁĄCZNIK
do rozporządzenia Ministra Środowiska
z dnia (dz. U. nr , poz.)

Wzór formularza do przekazywania informacji niezbędnych do opracowania Krajowego Planu
Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Przykładowy formularz, który wykorzystano do gromadzenia danych niezbędnych do opracowania Krajowego planu Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2005-2007 wyglądał następująco:

**Arkusze danych o instalacjach obejmowanych dyrektywą 2003/87/WE
do opracowania Krajowego Planu Alokacji Upwawnień**

CZĘŚĆ A - Prowadzący instalacje i dane kontaktowe

1	Prowadzący instalacje obejmowane dyrektywą 2003/87/WE (nazwa osoby prawnej lub fizycznej)	
2	- adres	
3	- Regon	
4	- NIP	
5	- Rodzaj działalności (wg PKD)	
6	- tytuł prawny do instalacji	
7	Osoba upoważniona do kontaktu (Imię i nazwisko)	
8	- stanowisko	
9	- adres	
10	- telefon	
11	- fax	
12	- e-mail	

CZEŚĆ B - Liczba i rodzaje prowadzonych instalacji (wg Aneksu I dyrektywy 2003/87/WE)

Rodzaj aktywności		Liczba prowadzonych instalacji
<i>Działalność energetyczna</i>		
1	Urządzenia do energetycznego spalania paliwa o znamionowej mocy cieplnej w paliwie powyżej 20 MW (z uwzględnieniem wielkości zagregowanych w jednej lokalizacji)	
2	Rafinerie ropy naftowej	
3	Baterie koksownicze	
<i>Wytwarzanie i przetwarzanie żelaza i stali</i>		
4	Produkcja spieków rud żelaza z topnikiem, prażenie rud żelaza	
5	Produkcja surówki żelaza i stali (wraz z instalacjami ciągłego odlewania stali) o wydajności powyżej 2,5 t/h.	
<i>Wytwarzanie i przetwarzanie produktów mineralnych</i>		
6	Produkcja klinkieru w piecach obrotowych o wydajności powyżej 500 t/dobę lub wapna w piecach obrotowych lub wapiennikach o wydajności powyżej 50 t/dobę	
7	Wanny szklarskie i instalacje do produkcji włókna szklanego o wydajności powyżej 20 t/dobę	
8	Instalacje do produkcji ceramicznych materiałów budowlanych o wydajności powyżej 75 t/dobę i/lub o pojemności pieca powyżej 4 m ³ przy gęstości załadunku powyżej 300 kg/m ³	
<i>Inne aktywności</i>		
9	Przemysłowa produkcja pulpy papierowej	
10	Przemysłowa produkcja papieru lub kartonu o wydajności powyżej 20 t/dobę	

CZEŚĆ C - Dane dotyczące urządzeń energetycznego spalania paliw

Lp.	Parametr	Jedn.	1988	1999	2000	2001	2002
DANE INSTALACJI I PRODUKCJA ENERGII							
1	Typ instalacji ¹⁾						
2	Nazwa instalacji (lub grupy instalacji)						
3	Lokalizacja instalacji (lub grupy instalacji)						
4	Zainstalowana moc cieplna w paliwie	MWt					
5	Produkcja energii elektrycznej brutto	GWh/rok					
6	Produkcja ciepła brutto	TJ/rok					
ZUŻYCIE PALIW WSADOWYCH ²⁾							
7	Paliwo 1/rok					
8	Wartość opałowa 1 w [GJ/t] lub w [GJ/ tys m ³]	GJ/.....					
9	Wskaźnik emisji CO ₂	t CO ₂ /TJ					
10	Paliwo 2/rok					
11	Wartość opałowa 2 w [GJ/t] lub w [GJ/ tys m ³]	GJ/.....					
12	Wskaźnik emisji CO ₂	t CO ₂ /TJ					
13	Paliwo 3/rok					
14	Wartość opałowa 3 w [GJ/t] lub w [GJ/ tys m ³]	GJ/.....					
15	Wskaźnik emisji CO ₂	t CO ₂ /TJ					
16	Paliwa pozostałe (bez biomasy)	TJ/rok					
17	Wskaźnik emisji CO ₂ paliw pozostałych	t CO ₂ /TJ					
18	Zużycie paliw z BIOMASY (wsk. emisji = 0)	TJ/rok					
WIELKOŚCI SUMARYCZNE							
19	Łączna wartość energetyczna wsadu	TJ/rok					
20	Sprawność energetyczna (suma uzysków/sumy wsadów)	%					
21	Łączna emisja CO ₂ z instalacji	tys.t CO ₂ /rok					

¹⁾ - Proszę wybrać z listy w części F.2

²⁾ - Nazwy paliw i wskaźniki emisji proszę wybrać z listy w części F.1.

CZĘŚĆ D - Dane dotyczące procesów produkcji nieenergetycznej (bez koksowni, hut żelaza i rafinerii – patrz Załącznik 2a) Część Da)

Lp.	Parametr	Jedn.	1988	1999	2000	2001	2002
DANE INSTALACJI I POZIOM AKTYWNOŚCI							
1	Nazwa instalacji (lub grupy instalacji)						
2	Lokalizacja instalacji (lub grupy instalacji)						
3	Produkt główny (odniesienia) ¹⁾						
4	Zdolność produkcyjna (maksymalna roczna)	tys. t/rok					
5	Produkcja roczna produktu/rok					
CZĘŚĆ PROCESOWA							
6	Metoda kalkulacji emisji ²⁾						
7	Surowiec/ produkt 1 ³⁾	tys. t/rok					
8	Wskaźnik emisji CO2	t CO2/t					
9	Surowiec/ produkt 2	tys. t/rok					
10	Wskaźnik emisji CO2	t CO2/t					
11	Surowiec/ produkt 3	tys. t/rok					
12	Wskaźnik emisji CO2	t CO2/t					
13	Surowiec/ produkt 4	tys. t/rok					
14	Wskaźnik emisji CO2	t CO2/t					
15	Razem emisja procesowa CO2	tys. t CO2/rok					
CZĘŚĆ PALIWOWA ⁴⁾							
16	Paliwo 1/rok					
17	Wartość opałowa 1 w [GJ/t] lub w [GJ/ tys. m3]	GJ/.....					
18	Wskaźnik emisji CO2	t CO2/TJ					
19	Paliwo 2/rok					
20	Wartość opałowa 2 w [GJ/t] lub w [GJ/ tys. m3]	GJ/.....					
21	Wskaźnik emisji CO2	t CO2/TJ					
22	Paliwo 3/rok					
23	Wartość opałowa 3 w [GJ/t] lub w [GJ/ tys. m3]	GJ/.....					
24	Wskaźnik emisji CO2	t CO2/TJ					
25	Paliwa pozostałe (bez biomasy)	TJ/rok					
26	Wskaźnik emisji CO2 paliw pozostałych	t CO2/TJ					
27	Zużycie paliw z BIOMASY (wsk. emisji CO2 = 0)	TJ/rok					
28	Łączna wartość energetyczna wsadu	TJ/rok					
29	Razem emisja paliwowa CO2	tys.t CO2/rok					
30	Emisja CO2 dodatkowa (np. z pyłem cem., płuczki)	tys. t/rok					
31	Łączna emisja CO2 z instalacji (15+29+30)	tys.t CO2/rok					

¹⁾ - Proszę wybrać z listy w części F.3

²⁾ - Proszę wybrać: (i) metoda wsadów - (inputs), (ii) metoda produktów (outputs)

³⁾ - Proszę wybrać surowce lub produkty i wskaźniki emisji CO2 z listy w części F.4 lub dodać nowe

⁴⁾ - Nazwy paliw i wskaźniki emisji proszę wybrać z listy w części F.1.

CZĘŚĆ E – Dane dotyczące przedsięwzięć redukcji emisji CO2

Lp	Parametr	Jedn.	1988	1999	2000	2001	2002
1	Nazwa i nr kolejny przedsięwzięcia						
2	Instalacja/grupa instalacji poddanych przedsięwzięciom redukcji emisji CO2						
3	Typ przedsięwzięcia (restrukturyzacja, organizacja, technologia: 1- część surowcowa; 2- część energetyczna)	R/ O/ T1, lub T2					
4	Okres realizacji przedsięwzięcia	lata	(lata od do)				
5	Udział finansowania ze środków publicznych krajowych (dotacje, ulgi podmiotowe lub przedmiotowe, gwarancje budżetowe, itp.)	%					
6	Udział finansowania ze środków pomocowych UE (różne fundusze i programy, np. PHARE)	%					
7	Średni roczny efekt redukcji CO2	tys.t CO2/rok					
8	<u>Komentarz/ krótka charakterystyka przedsięwzięcia</u>						

UWAGI:

1. Komentarz powinien zawierać tylko istotne informacje o miejscu, rodzaju podjętych działań, jego nakładach i efektach
2. Dla kolejnych przedsięwzięć redukcji emisji CO2 proszę skopiować i wypełnić część E arkusza

**Część F. Listy elementów arkusza i referencyjne wartości wskaźników
F.1. Lista paliw (do części C i D)**

Rodzaj paliwa	Wskaźnik emisji ²⁾ (tCO ₂ /TJ)	Źródło wskaźnika emisji	Wskaźnik emisji wg prowadzącego instalacje ³⁾ [tCO ₂ /TJ]
A) Paliwa stałe			
Węgiel koksujący	94,5	IPCC, 1996 ¹⁾	
Węgiel bitumiczny (> 24 GJ/t)	94,5	IPCC, 1996	
Węgiel sub-bitumiczny (< 24 GJ/t)	96,0	IPCC, 1996	
Węgiel brunatny (< 17,5 GJ/t)	101,1	IPCC, 1996	
Torf	105,9	IPCC, 1996	
Brykiety w. kamiennego i brunatnego	94,5	IPCC, 1996	
Koks i koksik	108,1	IPCC, 1996	
inne			
B) Paliwa ciekłe			
Ropa naftowa	73,3	IPCC, 1996	
Benzyny (gasoline)	69,2	IPCC, 1996	
Nafty (kerosene)	71,8	IPCC, 1996	
Olej napędowy (Gas/ diesel)	74,0	IPCC, 1996	
Olej opałowy ciężki	77,3	IPCC, 1996	
LPG (gaz ciekły)	63,0	IPCC, 1996	
Etan	61,6	IPCC, 1996	
Benzyna do pirolizy	73,3	IPCC, 1996	
Asfalty	80,6	IPCC, 1996	
Oleje i smary	73,3	IPCC, 1996	
Koks naftowy	100,8	IPCC, 1996	
Półprodukty ropy (feedstocks)	73,3	IPCC, 1996	
Pozostałe ropopochodne	73,3	IPCC, 1996	
C) Paliwa gazowe			
Gaz ziemny (suchy)	56,1	IPCC, 1996	
Metan	54,9	zał. NCV = 50,01 TJ/ t	
Gaz koksowniczy	47,7	IPCC, 1996	
Tlenek węgla	155,1	zał.n NCV = 10,12 TJ/ t	
Gaz wielkopiecowy	241,8	IPCC	
inne			
Wodór	0,0	Substancja bezwęglowa	
Biomasa	0,0	IPCC, 1997	

¹⁾ Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

²⁾ wskaźnik emisji w relacji do wartości opałowej (NCV), bez uwzględnienia współcz. utlenienia

³⁾ wartość wskaźnika przyjmowana dotąd w sprawozdaniach GUS (druki serii G-02, G-03 oraz OS) i na potrzeby opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska

UWAGA:

Podane wskaźniki emisji CO₂ mają charakter referencyjny zaleca się zastosowanie wskaźników emisji specyficznych dla instalacji, które muszą być jednak udokumentowane, np. wyznaczone przez laboratorium analityczne.

F.2. Lista typów instalacji energetycznego spalania paliw (do Części C)

Lp.	Typ	Zakres znaczeniowy
1	Elektrownie	<ul style="list-style-type: none">▪ produkcja energii elektrycznej
2	Elektrociepłownie	<ul style="list-style-type: none">▪ produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu
3	Ciepłownie	<ul style="list-style-type: none">▪ produkcja ciepła
4	Pozostałe technologie spalania	<ul style="list-style-type: none">▪ piece grzewcze,▪ silniki spalinowe (z wewnętrznym spalaniem),▪ katalityczne i termiczne utlenianie (dopalanie),▪ piece prażenia koksu,▪ pompy (agregaty) pożarnicze,▪ agregaty prądotwórcze awaryjne,▪ spalarnie osadów (ściekowe i inne)▪ crackers (krakery termiczne)

F.3. Lista produktów głównych w sektorach objętych handlem emisjami CO2 (do części D)

Lp.	Produkty/wsady odniesienia	Sektor
1	Produkty ropopochodne (lub ropa naftowa jako wsad), Wsad surowców do produkcji wodoru; Zużycie koksu w procesie regeneracji katalizatorów; - cokers (koksowanie)	rafinerie + inne
		rafinerie
		rafinerie
2	Koks	koksownie
3	Spiek/ surówka/ stal	hutnictwo żelaza
4	Cement/ klinkier	cementowy
5	Wapno	wapienniczy
6	Szkło	szklarski
7	Ceramika	produkty ceramiczne
8	Celuloza/ papier/ tektura	celulozowo- papierniczy

F.4. Lista surowców/ produktów i wskaźniki emisji procesowych (do części D)

Lp.	Surowiec/ produkt	Wskaźnik emisji – stechiometryczny(t CO ₂ / t)	Źródło wskaźnika emisji	Wskaźnik emisji wg prowadzącego instalacje [tCO ₂ /t]
<i>Wskaźniki do metody oceny wg surowców</i>			Projekt decyzji Komisji Europejskiej w sprawie wytycznych monitorowania i raportowania (z dnia 11.11.2003 r.)	
1	Węglan wapnia (CaCO ₃)	0,4400		
2	CaCO ₃ z biomasy	0,0000		
3	Węglan magnezu (MgCO ₃)	0,5220		
4	Dolomit (CaCO ₃ - MgCO ₃)	0,4770		
5	Węglan sodu (Na ₂ CO ₃)	0,4150		
6	Na ₂ CO ₃ z biomasy	0,0000		
7	Węglan baru (BaCO ₃)	0,2230		
<i>Wskaźniki do metody oceny wg produktów</i>				
8	Klinkier	0,5250		
9	Gips suchy (CaSO ₄ *2H ₂ O), z DESOX	0,2558		
Tlenki alkaliczne (ziem alkalicznych):				
10	CaO	0,7850		
11	MgO	1,0920		
12	Na ₂ O	0,7100		
13	BaO	0,2870		
14	Wskaźnik konwersji dla metody bilansu masowego węgla (CO ₂ /C)	3,6640	np.: rafinerie, koksownie, huty	

UWAGI:

1. Proszę wartości wskaźników emisji z surowców/produktów dostosować do odpowiednich warunków wilgotności i czystości (zawartości domieszek)
2. Proszę wpisać zastosowane wskaźniki emisji w pustej kolumnie (wartości wg prowadzących instalacje)
3. Zastosowane wskaźniki emisji winny zostać skorygowane o ewent. udział biomasy w surowcach
4. W bilansach emisji należy odpowiednio wyeliminować sytuacje 'podwójnego' naliczania emisji, szczególnie przy wewnętrznym recyklingu pyłów (np. w sektorach cementowym, ceramicznym)
5. W bilansach emisji nie należy uwzględniać emisji z oczyszczalni ścieków (w tym fermentacji), czy składowisk odpadów.

UZASADNIENIE

Rozporządzenie sporządzono na podstawie art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Rozporządzenie to zostanie opracowane z chwilą podjęcia decyzji o opracowaniu nowego Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do Emisji.

Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ na lata 2005-2007 musiał zostać już opracowany, bez rozporządzenia. Wymagały tego terminy narzucone przez Unię Europejską.

**Rozporządzenie Ministra Środowiska¹⁾
z dnia**

określające warunki umożliwiające pozostawienie prowadzącemu instalację uprawnień do emisji do wykorzystania w następnych latach okresu rozliczeniowego lub następnym okresie rozliczeniowym

Na podstawie art. 28 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) warunki umożliwiające prowadzącemu instalację pozostawienie uprawnień do emisji substancji do powietrza do wykorzystania w następnych latach okresu rozliczeniowego;
- 2) warunki umożliwiające prowadzącemu instalację pozostawienie uprawnień do emisji substancji do powietrza do wykorzystania w następnym okresie rozliczeniowym.

§ 2.

1. Prowadzący instalację może zachować niewykorzystane uprawnienia do emisji substancji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji na kolejny rok okresu rozliczeniowego, jeżeli nie wykorzystał ich w danym roku okresu rozliczeniowego.
2. Prowadzący instalację uprawnienia, o których mowa w ust.1, może przeznaczyć wyłącznie na własne potrzeby emisyjne w roku następnym (następnych latach) okresu rozliczeniowego.

§ 3.

1. W celu pozostawienia uprawnień na kolejny rok okresu rozliczeniowego prowadzący instalację zwraca się z wnioskiem do organu właściwego do wydania zezwolenia, który zasięga opinii Krajowego Administratora.
2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:
 - 1) dane dotyczące prowadzącego instalację;
 - 2) liczbę uprawnień, o pozostawienie których na kolejny rok (kolejne lata) okresu rozliczeniowego wnioskuje prowadzący instalację;
 - 3) planowany sposób zagospodarowania niewykorzystanych uprawnień z roku poprzedniego (lat poprzednich).

§ 4.

Jeżeli zachowanie uprawnień przyczyni się do efektywnego działania instalacji, organ właściwy do wydania zezwolenia, wyrazi zgodę na pozostawienie danej liczby uprawnień prowadzącemu instalację na następny rok okresu rozliczeniowego.

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem administracji rządowej - środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1438).

§ 5.

1. Prowadzący instalację może zachować niewykorzystane uprawnienia do emisji substancji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji z jednego okresu rozliczeniowego na kolejny okres rozliczeniowy, jeżeli:
 - 1) niewykorzystane uprawnienia nie zostały wykorzystane w związku z redukcją emisji rzeczywistej, oraz
 - 2) zachowane uprawnienia do emisji mają pokrycie w trwałych efektach redukcji emisji, uzyskanych na skutek działań inwestycyjnych służących ograniczeniu emisji.
2. Prowadzący instalację może przeznaczyć uprawnienia na własne potrzeby emisyjne lub na sprzedaż w całym okresie rozliczeniowym.
3. Prowadzący instalację jest zobowiązany poinformować Krajowego Administratora o liczbie uprawnień, które zachowuje na poszczególne lata okresu rozliczeniowego.

§ 6.

1. W celu pozostawienia uprawnień na kolejny okres rozliczeniowy prowadzący instalację zwraca się z wnioskiem do organu właściwego do wydania zezwolenia w terminie do
2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:
 - 1) dane dotyczące prowadzącego instalację;
 - 2) wykazanie efektu redukcji w poprzednim okresie rozliczeniowym
3. Organ właściwy wydaje zgodę na przeniesienie uprawnień w całości lub w części pod warunkiem, że nie zagrazi to realizacji (osiągnięciu) celów emisyjnych ustanowionych w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień do emisji lub nie może zagrazić wykonaniu emisyjnego celu sektorowego lub krajowego, ustalonego w innych dokumentach lub porozumieniach międzynarodowych.

§ 7.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem.....

Minister Środowiska

UZASADNIENIE

projektu rozporządzenia Ministra Środowiska

z dnia 2004 r.

określającego warunki umożliwiające pozostawienie prowadzącemu instalację uprawnień do emisji do wykorzystania w następnych latach okresu rozliczeniowego lub następnym okresie rozliczeniowym.

Rozporządzenie sporządzono na podstawie delegacji zawartej w art. 28 projektu ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.)

Rozporządzenie określa warunki umożliwiające prowadzącemu instalację pozostawienie uprawnień do wykorzystania w kolejnym roku okresu rozliczeniowego lub następnym okresie rozliczeniowym. Prowadzący instalację może zachować uprawnienia, posiada niewykorzystane uprawnienia w związku z dokonaniem trwałych redukcji emisji na instalacji. Prowadzący instalację, składając wniosek do właściwego organu, musi to udokumentować. Zachowanie uprawnień musi przyczynić się do efektywnego funkcjonowania instalacji.

Rozporządzenie dopełnia implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE;

Rozporządzenie po raz pierwszy będzie miało zastosowanie po 1 stycznia 2006 roku.

Ocena skutków regulacji

Rozporządzenie oddziałuje na instalacje objęte systemem, umożliwiając im zachowanie uprawnień na podanych warunkach. Rozporządzenie nie wprowadza skutków finansowych, nie wpływa na rynek pracy, na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki oraz na rozwój regionalny.

Projekt niniejszej regulacji zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej.

Rozporządzenie Ministra Środowiska¹⁾
z dnia
w sprawie monitorowania wielkości emisji gazów cieplarnianych i innych substancji
wprowadzanych do powietrza

Na podstawie art. 42 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) wymagania w zakresie sposobu monitorowania wielkości emisji;
- 2) częstotliwość przekazywania danych dotyczących wielkości emisji;
- 3) zakres informacji zawartych w rocznym raporcie;
- 4) formę i układ rocznego raportu;
- 5) sposoby weryfikacji rocznych raportów.

§ 2.

Proces monitorowania oraz rozliczania na podstawie rocznych raportów w stosunku do danej instalacji obejmuje wszystkie emisje gazów cieplarnianych określonych w stosunku do danych rodzajów działalności objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji i prowadzonych przy użyciu tej instalacji, ze wszystkich źródeł należących tych rodzajów działalności.

§ 3.

Z szacunkowych danych na temat wielkości emisji wyłącza się emisje ze spalinowych silników tłokowych wykorzystywanych w pojazdach do celów transportowych.

§ 4.

Monitorowanie emisji obejmuje zarówno emisje powstające w warunkach normalnej eksploatacji instalacji jak i w warunkach nieustalonych, włącznie z rozruchem i zamykaniem instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi, jakie mają miejsce w danym okresie sprawozdawczym.

§ 5.

W przypadku gdy jednostkowe lub łączne zdolności produkcyjne lub wielkość produkcji z jednego lub kilku rodzajów działalności należących do tej samej grupy w wykazie (rozporządzenie o rodzajach instalacji objętych system handlu uprawnieniami do emisji) przekraczają w ramach jednej instalacji lub jednego miejsca odnośny próg tam określony, monitorowaniem i sprawozdawczością obejmuje się wszystkie emisje ze wszystkich źródeł w ramach wszystkich rodzajów działalności w danej instalacji lub miejscu.

§ 6.

Organ właściwy do wydania zezwolenia na udział w systemie handlu uprawnieniami do emisji, zatwierdzając opis metodologii monitorowania przygotowanej przez operatora po raz pierwszy przed

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem – środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1438).

rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, a następnie po każdej ewentualnej zmianie w metodologii monitorowania stosowanej w danej instalacji uwzględnia:

- 1) dokładną definicję instalacji oraz prowadzonej w tej instalacji działalności, która ma być przedmiotem monitorowania;
- 2) informacje o tym, kto odpowiada za monitorowanie i sprawozdawczość odnośnie tej instalacji;
- 3) wykaz źródeł dla każdego rodzaju działalności prowadzonej w ramach tej instalacji;
- 4) wykaz strumieni paliwowych i materiałowych objętych monitorowaniem w ramach każdego rodzaju działalności;
- 5) wykaz poziomów, jakie mają być stosowane do przetwarzania danych na temat działalności, współczynników emisji oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji dla każdego rodzaju działalności oraz dla wszystkich typów paliwa/materiałów;
- 6) opis typu, dokładnych danych technicznych i rozmieszczenia przyrządów pomiarowych, jakie mają być stosowane do pomiaru wielkości emisji z każdego źródła i wobec każdego typu paliwa/materiałów;
- 7) opis metody stosowanej do próbkowania paliwa i materiałów w celu ustalenia wartości opalowej netto, zawartości węgla, współczynników emisji oraz zawartości biomasy dla każdego źródła i dla każdego typu paliwa/materiałów;
- 8) opis planowanych sposobów lub metod analitycznych ustalania wartości opalowej netto, zawartości węgla, współczynników emisji oraz zawartości cząstek biomasy dla każdego źródła i dla każdego typu paliwa/materiałów;
- 9) opis systemów stałych pomiarów wielkości emisji stosowanych do monitorowania danego źródła, tj. punktu pomiaru, częstotliwość pomiarów, używane urządzenia, procedury kalibracji oraz (we właściwych wypadkach) procedury gromadzenia i przechowywania danych;
- 10) opis procedur zapewniania jakości i kontroli jakości w zakresie zarządzania danymi;
- 11) we właściwych wypadkach informacje na temat powiązań z działaniami prowadzonymi w ramach wspólnotowego programu eko-zarządzania i audytu (EMAS).

§ 7.

Operator prowadzący instalacje bez zbędnej zwłoki proponuje wprowadzenie zmian w metodologii monitorowania w sytuacji, jeżeli:

- 1) dostępne dane uległy zmianie, co umożliwi uzyskanie większej dokładności w ustalaniu wielkości emisji;
- 2) powstała nowa, nie bilansowana wcześniej emisja;
- 3) w danych wykryto błędy powstałe wskutek zastosowanej metodologii monitorowania;
- 4) właściwe władze zażądały wprowadzenia odpowiednich zmian.

§ 8.

Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji może żądać od operatora wprowadzenia zmian w metodologii monitorowania, która ma być stosowana w następnym okresie sprawozdawczym, jeżeli dotychczas stosowana metodologia monitorowania służąca do celów sprawozdawczości na temat danej instalacji przestała być zgodna z przepisami określonymi w niniejszym rozporządzeniu.

§ 9.

Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji może żądać od operatora wprowadzenia zmian w metodologii monitorowania, która ma być stosowana w następnym okresie sprawozdawczym, jeżeli metodologia monitorowania określona w zezwoleniu na emisję została zaktualizowana w efekcie weryfikacji prowadzonej przed rozpoczęciem każdego okresu rozliczeniowego.

§ 10.

Metodologię monitorowania należy zmieniać, jeżeli umożliwia to podniesienie poziomu dokładności danych włączanych do sprawozdań chyba, że zmiany takie są nieracjonalne z punktu widzenia wykonalności technicznej lub wiążą się z ponoszeniem zbyt wysokich kosztów.

§ 11.

Proponowane zmiany metodologii monitorowania albo zmiany w zakresie zestawów danych, podane wraz z uzasadnieniem i pełną dokumentacją należy przedstawiać właściwemu do wydania zezwolenia organowi. Wszelkie takie zmiany w zakresie metodologii lub zestawów danych podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy w drodze decyzji.

§ 12.

Monitorowanie wielkości emisji może nastąpić poprzez użycie wzorów obliczeniowych lub na podstawie pomiarów.

§ 13.

Wymagania w zakresie sposobu monitorowania określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 14.

Formę, układ oraz zakres informacji zawartych w raporcie rocznym określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

§ 15.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 roku.

Minister Środowiska

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2004 r.

w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji, częstotliwości i zakresu przekazywania danych, formy i układu rocznego raportu oraz sposobu weryfikacji tych raportów.

Rozporządzenie sporządzono na podstawie delegacji zawartej w art. 42 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Rozporządzenie określa sposób monitorowania wielkości emisji oraz częstotliwość, zakres, formę i układ przekazywanych danych w postaci rocznego raportu, a także sposób weryfikacji tych raportów. Załącznik I do rozporządzenia określa szczegółowe wytyczne odnośnie monitorowania emisji, które są implementacją postanowień decyzji Komisji z dnia 29 stycznia 2004 r. określającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazu cieplarnianego w myśl Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Kolejne załączniki od II do XI określają szczegółowe wytyczne dotyczące monitorowania dla poszczególnych rodzajów aktywności objętych systemem handlu uprawnieniami od emisji.

Rozporządzenie dopełnia implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE oraz Decyzji nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. dotyczącej mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty oraz wdrażania Protokołu z Kioto i Decyzji Komisji z dnia 29 stycznia 2004 r. określającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazu cieplarnianego w myśl Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Ocena skutków regulacji

Rozporządzenie oddziałuje na instalacje objęte systemem, obligując je do monitorowania emisji dwutlenku węgla według podanych zasad. Może to wprowadzać konieczność dodatkowych kosztów dla prowadzących instalację w związku z zakupem odpowiedniego sprzętu i sporządzaniem rocznych raportów. Prowadzący instalacje będą także pokrywać koszty weryfikacji rocznych raportów przez uprawnionych audytorów. Rozporządzenie nie wpływa na rynek pracy, na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki oraz na rozwój regionalny.

Projekt niniejszej regulacji zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej.

Załącznik nr 1

Wymagania w zakresie monitorowania wielkości emisji gazów cieplarnianych

1. Obliczenia i pomiary

Operator ma prawo proponować dokonywanie pomiarów emisji pod warunkiem, że jest w stanie wykazać, że:

- metoda ta w sposób wiarygodny zapewnia uzyskanie większej dokładności niż porównywalne obliczenia i polega na zastosowaniu kombinacji najwyższych poziomów, oraz:
- porównanie między pomiarami a obliczeniami dokonane jest w oparciu o identyczny wykaz źródeł i emisji.

Operator zobowiązany jest potwierdzić dokonane pomiary emisji za każdy okres sprawozdawczy metodą obliczeń wykonanych zgodnie z niniejszymi wytycznymi. Przepisy dotyczące doboru poziomów do obliczeń potwierdzających są takie same jak przepisy dotyczące metody obliczeniowej.

Operator ma prawo, pod warunkiem uzyskania zatwierdzenia ze strony właściwych władz, łączyć obliczenia i pomiary w odniesieniu do różnych źródeł należących do jednej instalacji. Operator zobowiązany jest zapewnić i wykazać, że nie występują w takim wypadku rozbieżności co do wielkości emisji, ani ich powielanie (dublowanie).

1.1. Obliczenia emisji CO₂

Wzory obliczeniowe

Obliczenia emisji CO₂ opierają się na następującym wzorze:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik utleniania}$$

lub na alternatywnej metodzie, o ile metoda taka jest określona w wytycznych dotyczących danego rodzaju działalności.

Emisje ze spalania

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia paliwa. Ilość zużytego paliwa wyraża się w postaci zawartości energii jako T. Współczynnik emisji wyraża się jako t CO₂/TJ. Podczas zużycia energii nie cały węgiel zawarty w paliwie ulega utlenieniu do postaci CO₂. Utlenianie nie całkowite zachodzi wskutek niepełnej efektywności procesu spalania, w którym pewna część węgla pozostaje nie spalona lub ulega spalaniu częściowemu do postaci sadzy lub popiołu. Nie utleniony węgiel uwzględnia się we współczynniku utleniania, który wyraża się jako ułamek. W sytuacji, jeżeli współczynnik utleniania uwzględnia się we współczynniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika utleniania. Współczynnik utleniania wyraża się w procentach. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{zużycie paliwa [TJ]} * \text{współczynnik emisji [tCO}_2\text{/TJ]} * \text{współczynnik utleniania}$$

Obliczanie wielkości emisji ze spalania jest dokładniej określone w Załączniku I.

Emisje pochodzące z procesów technologicznych

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia materiału, wydajności przetwórczej lub wielkości produkcji; wyraża się je w tonach [t] lub metrach sześciennych [m³]. Współczynnik emisji wyraża się jako [t CO₂/t lub t CO₂/ m³]. Węgiel zawarty w materiałach początkowych, który w trakcie procesu nie ulega utlenieniu do postaci CO₂, uwzględnia się we współczynniku konwersji, który wyraża się jako ułamek. W sytuacji, jeżeli współczynnik konwersji uwzględnia się we współczynniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika konwersji. Ilość użytego materiału początkowego wyraża się parametrami masy lub objętości [t lub m³]. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności [t lub m}^3\text{]} * \text{współczynnik emisji [t CO}_2\text{/t lub m}^3\text{]} * \text{współczynnik konwersji}$$

Obliczanie wielkości emisji pochodzących z procesów technologicznych jest dokładniej określone w wytycznych na temat konkretnych rodzajów działalności w Załącznikach od I do X; w niektórych wypadkach podane są w nich konkretne współczynniki referencyjne.

Pozostały CO₂

Dwutlenek węgla (CO₂), który nie ulega emisji z instalacji, lecz zostaje wyprowadzony z niej w postaci czystej substancji, jako składnik paliw lub użyty bezpośrednio jako surowiec w przemyśle chemicznym lub papierniczym odejmuje się od obliczonego poziomu emisji. Odnosną ilość CO₂ zgłasza się jako pozycję dodatkową.

Za pozostały CO₂ uznawać można CO₂, który zostaje wyprowadzony z instalacji z przeznaczeniem do wymienionych poniżej rodzajów wykorzystania:

- czysty CO₂ używany do nasywania napojów,
- czysty CO₂ używany jako suchy lód do celów chłodniczych,
- czysty CO₂ używany jako czynnik gaśniczy, czynnik chłodniczy lub jako gaz laboratoryjny,
- czysty CO₂ używany do dezynfekcji ziarna,
- czysty CO₂ używany jako rozpuszczalnik w przemyśle spożywczym lub chemicznym,
- CO₂ używany jako surowiec w przemyśle chemicznym lub celulozowym (np. do produkcji mocznika lub węglanów),
- CO₂ stanowiący część paliwa eksportowanego z instalacji.

Dwutlenek węgla, który jest wprowadzany do instalacji jako część paliwa mieszanego (takiego jak np. gaz zasilający wielkie piece lub gaz zasilający piece koksownicze) uwzględnia się we współczynniku emisji dla tego paliwa. W związku z tym dodaje się go do wielkości emisji z tej instalacji, w której paliwo ulega spalaniu, a odejmuje go od instalacji, z której pochodzi.

Poziomy w ramach metodologii

Wytyczne dotyczące wskazanych rodzajów działalności, podane w Załącznikach od II do XI, zawierają szczegółowe metodologie ustalania następujących zmiennych:

- danych na temat działalności,
- współczynników emisji i utleniania, oraz
- współczynników konwersji.

Różne rodzaje danych i metody obliczeniowe określa się mianem poziomów. Rosnąca numeracja poziomów od 1 w górę odzwierciedla coraz wyższy poziom dokładności i w związku z tym preferowane są poziomy oznaczone najwyższą liczbą. Poziomy równoważne wobec siebie oznaczone są taką samą liczbą oraz, dodatkowo, kolejnymi literami alfabetu (np. Poziom 2a i 2b).

W odniesieniu do tych rodzajów działalności, dla których niniejsze wytyczne przewidują alternatywne metody obliczeniowe (np. w Załączniku VI: „Metoda A - Węglany” i „Metoda B - produkcja klinkieru”) - operator ma prawo zmienić jedną metodę na drugą jedynie pod warunkiem, że jest w stanie wykazać właściwym władzom w sposób przekonujący, iż zmiana taka umożliwi uzyskanie większej dokładności monitorowania i sprawozdawczości w zakresie danego rodzaju działalności.

Wszyscy operatorzy zobowiązani są stosować metodę najwyższego poziomu do ustalania wszystkich zmiennych dla wszystkich źródeł w danej instalacji dla celów monitorowania i sprawozdawczości. Przyjęcie wobec danej zmiennej poziomu niższego, ale najbliższego w hierarchii, dopuszczalne jest w metodologii monitorowania wyłącznie w sytuacji, jeżeli operator wykaże właściwym władzom, że zastosowanie najwyższego poziomu jest technicznie niewykonalne lub wiązałoby się z ponoszeniem nieracjonalnie wysokich kosztów.

Tak więc wybrany poziom odzwierciedla najwyższy poziom dokładności, jaki jest technicznie możliwy do uzyskania w danych okolicznościach i nie powoduje ponoszenia nieracjonalnie wysokich kosztów. Operator ma prawo stosować różne zatwierdzone poziomy względem następujących zmiennych, używanych w ramach jednego obliczenia: dane dotyczące działalności, współczynniki emisji i utleniania oraz współczynniki konwersji.

Dobór poziomów podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze.

W pierwszym okresie rozliczeniowym (od roku 2005 do 2007) należy stosować jako minimum poziomy podane poniżej w tabeli 1, chyba, że okaże się to niewykonalne technicznie. W kolumnach A podane są wartości poziomów dla głównych źródeł z instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji równej lub mniejszej niż 50 tys. ton. W kolumnach B podane są wartości poziomów dla głównych źródeł z instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji większej niż 50 tys. ton, do poziomu 500 tys. ton włącznie. W kolumnie C podane są wymagania dla instalacji o sumarycznej emisji powyżej 500 tys ton

Progi wielkości odnoszą się do łącznej wielkości rocznej emisji z całej instalacji.

TABELA 1

dane dotyczące działalności				wartość opałowa netto			współczynnik emisji			dane nt. składu			współczynnik utleniania			współczynnik konwersji		
rodzaj działalności	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
ZAŁĄCZNIK I - Spalanie																		
Spalanie (substancje gazowe, płynne)	2a/2b	3a/3b	4a/4b	2	2	3	2a/2b	2a/2b	3	X	X	X	1	1	1	X	X	X
Spalanie (substancje stałe)	1	2a/2b	3a/3b	2	3	3	2a/2b	3	3	X	X	X	1	2	2	X	X	X
Spalanie gazów na wylotach kominów	2	3	3	X	X	X	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X
Przemywanie Węglany	1	1	1	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
Przemywanie Gips	1	1	1	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
ZAŁĄCZNIK II - Rafinerie																		
Bilans masy	4	4	4	1	1	1	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X
Regeneracja urządzeń do krakowania katalitycznego	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
Piece koksownicze	1	2	2	X	X	X	1	2	2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Produkcja wodoru	1	2	2	X	X	X	1	2	2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
ZAŁĄCZNIK III - Piece koksownicze																		
Bilans masy	3	3	3	1	1	1	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X
Paliwo jako wkład do procesu	2	2	3	2	2	3	1	2	2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
ZAŁĄCZNIK IV - Prażenie i spiekanie																		
Bilans masy	2	2	3	1	1	1	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X
Wkład węglanów	1	1	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
ZAŁĄCZNIK V - Żelazo i stal																		
Bilans masy	2	2	3	1	1	1	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X
Paliwo jako wkład do procesu	2	2	3	2	2	3	1	2	2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
ZAŁĄCZNIK VI - Cement																		
Węglany	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
Produkcja klinkieru	1	2a/2b	2a/2b	X	X	X	1	2	2	X	X	X	X	X	X	1	1	1
CKD	1	2	2	X	X	X	1	2	2	X	X	X	X	X	X	1	1	1

dane dotyczące działalności				wartość opałowa netto			współczynnik emisji			dane nt. składu			współczynnik utleniania			współczynnik konwersji		
rodzaj działalności	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
ZAŁĄCZNIK VII - Wapno																		
Węglany	1	1	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	1	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
ZAŁĄCZNIK VIII - Szkło																		
Węglany	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
ZAŁĄCZNIK IX - Ceramika																		
Węglany	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
Przemywanie	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1
ZAŁĄCZNIK X - Celuloza i papier																		
Metoda standardowa	1	2	2	X	X	X	1	1	1	X	X	X	X	X	X	1	1	1

X – brak zalecanej metody (brak danych)

Poziomy w ramach metodologii - cd

Operator ma prawo, pod warunkiem uzyskania zatwierdzenia ze strony właściwych władz, stosować wobec zmiennych wykorzystywanych do obliczania wielkości emisji z pomniejszych źródeł, włącznie z małymi strumieniami paliw lub materiałów poziomy niższe niż poziomy stosowane do zmiennych wykorzystywanych do obliczania wielkości emisji z głównych źródeł lub głównych strumienia paliw lub materiałów w ramach danej instalacji. Za główne źródła, włącznie z głównymi strumieniami paliw lub materiałów, uważa się te źródła, na które, po ich ustawieniu w porządku według malejącej wielkości, przypada łącznie nie mniej niż 95% łącznej wielkości rocznych emisji z danej instalacji. Za pomniejsze źródła uważa się te źródła, które emitują rocznie 2,5 tys. ton gazów lub mniej lub na które przypada nie więcej niż 5% łącznej wielkości rocznych emisji z danej instalacji, w zależności od tego, która z tych wielkości jest większa w kategoriach liczbowych. Względem tych pomniejszych źródeł, które emitują łącznie nie więcej niż 0,5 tys. ton gazów rocznie lub na które przypada mniej niż 1% łącznej wielkości rocznej emisji z danej instalacji, w zależności od tego, która z tych wielkości jest większa w kategoriach liczbowych, operator instalacji ma prawo stosować do celów monitorowania i sprawozdawczości metodę *de minimis* posługując się własną metodą szacunków, nie opartą na poziomach, pod warunkiem uzyskania zatwierdzenia ze strony właściwych władz.

W odniesieniu do paliw z czystej biomasy można stosować niższe poziomy, chyba, że odpowiednie obliczone wielkości emisji mają być następnie wykorzystane do odejmowania ilości węgla w biomacie od wielkości emisji dwutlenku węgla określonej metodą stałego pomiaru emisji.

Operator jest zobowiązany do zaproponowania, bez zbędnej zwłoki, wprowadzenia zmian w zakresie stosowanych poziomów, jeżeli:

- dostępne dane uległy zmianie, co umożliwia uzyskanie większej dokładności w ustalaniu wielkości emisji,
- w danych wykryto błędy powstałe wskutek zastosowanej metodologii monitorowania,
- właściwe władze zażądały wprowadzenia odpowiedniej zmiany.

W odniesieniu do instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji stanowiącej równowartość więcej niż 500 tys. ton CO₂, jeżeli zastosowanie kombinacji metody polegającej na wykorzystaniu najwyższego poziomu względem głównych źródeł w danej instalacji przez najbliższy okres sprawozdawczy zostało uznane za technicznie niewykonalne lub powodujące ponoszenie nieracjonalnie wysokich kosztów, to właściwe władze zawiadamiają o tym Komisję w terminie do dnia 30 września każdego roku, poczynając od roku 2004. Komisja na podstawie takich informacji otrzymanych od właściwych władz rozważa, czy właściwe jest zrewidowanie przepisów dotyczących doboru poziomów.

Jeżeli metodologia oparta na najwyższym poziomie albo zastosowanie poziomu uzgodnionego specjalnie dla konkretnych zmiennych są czasowo niewykonalne z powodów technicznych, operator ma prawo stosować najwyższy z dostępnych poziomów przez okres trwający do czasu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie poprzedniego, wyższego poziomu. Operator zobowiązany jest bez zbędnej zwłoki przedstawić właściwym władzom dowody konieczności dokonania zmiany poziomu oraz szczegółowe informacje na temat przejściowo stosowanej metodologii monitorowania. Ponadto, operator zobowiązany jest podjąć wszelkie działania niezbędne dla umożliwienia jak najszybszego przywrócenia poziomu stosowanego pierwotnie do celów monitorowania i sprawozdawczości.

Wszelkie zmiany poziomów muszą być w pełni udokumentowane. Drobne luki w ciągłości i kompletności danych,

W sytuacji, jeżeli poziomy zmienia się w trakcie trwania okresu sprawozdawczego, wyniki na temat danego rodzaju działalności oblicza się i zgłasza właściwym władzom jako oddzielne części sprawozdania rocznego za odpowiednie części okresu sprawozdawczego.

Dane dotyczące działalności

W sytuacji, jeżeli nie ma możliwości dokonania pomiarów danych dotyczące działalności, stosowanych do obliczania emisji z procesu, bezpośrednio przed rozpoczęciem procesu, a żaden z poziomów zawartych w wytycznych dotyczących danego rodzaju działalności (Załączniki II do XI) nie stawia konkretnych wymogów w tym zakresie, dane dotyczące działalności ustala się poprzez ocenę zmian w stanie zapasów wg następującego wzoru:

$$\text{Materiał C} = \text{Materiał P} + (\text{Materiał S} - \text{Materiał E}) - \text{Materiał O}$$

gdzie:

Materiał C jest to materiał przetworzony w okresie sprawozdawczym

Materiał P jest to materiał zakupiony w okresie sprawozdawczym

Materiał S jest to zapas materiału istniejący na początku okresu sprawozdawczego

Materiał E jest to zapas materiału pozostały na końcu okresu sprawozdawczego

Materiał O jest to materiał wykorzystany do innych celów (do transportu lub odsprzedaży)

W sytuacjach, w których ustalenie ilości „Materiału S” i „Materiału E” metodami pomiarów, np. mierzenia, jest technicznie niewykonalne albo powodowałoby ponoszenie nieracjonalnie wysokich kosztów, operator może ocenić te dwie ilości w oparciu o dane z poprzednich lat i o konfrontację z wielkością produkcji w okresie sprawozdawczym. Następnie operator potwierdza te szacunkowe dane dokonując udokumentowanych obliczeń pomocniczych i przedstawiając odnośne zestawienia finansowe. Niniejsze postanowienie nie zmienia ani nie uchyla żadnych innych wymogów w zakresie doboru poziomów, np. ilości „Materiału P oraz „Materiału O” oraz odpowiednie współczynniki emisji lub utleniania ustala się zgodnie z wytycznymi dla konkretnych rodzajów działalności, zawartymi w Załącznikach II do XI.

Przy doborze odpowiednich poziomów do ustalania danych dotyczących działalności pomocny może być przegląd typowych zakresów niedokładności stwierdzanych w różnych typach przyrządów pomiarowych wykorzystywanych do ustalania strumieni masowych paliw, przepływu materiału, ilości materiału początkowego lub wielkości produkcji, zawarty w poniższej tabeli 2. Dane z tej tabeli mogą służyć jako informacja dla właściwych władz i operatorów na temat możliwości i ograniczeń w zakresie stosowania odpowiednich poziomów do ustalania danych dotyczących działalności.

TABELA 2

Typowe zakresy niedokładności stwierdzane w różnych przyrządach pomiarowych funkcjonujących w stabilnych warunkach operacyjnych - tabela orientacyjna

przyrząd pomiarowy	mierzona substancja	zakres zastosowania	zakres typowych niedokładności
Przyrząd do mierzenia otworów	gaz	różne gazy	± 1-3%
Przyrząd do mierzenia zwięzków Venturiego	gaz	różne gazy	± 1-3%
Przyrząd do mierzenia strumienia naddźwiękowego	gaz	gaz ziemny/gazy mieszane	± 0,5-1,5%
Miernik rotacyjny	gaz	gaz ziemny/gazy mieszane	± 1-3%
Miernik turbinowy	gaz	gaz ziemny/gazy mieszane	± 1-3%
Przyrząd do mierzenia strumienia naddźwiękowego	płyn	paliwa płynne	± 1-2%
Miernik na zasadzie indukcji magnetycznej	płyn	płyny przewodzące	± 0,5-2%
Miernik turbinowy	płyn	paliwa płynne	± 0,5-2%
Waga do ważenia samochodów ciężarowych	ciała stałe	mieszane surowce	± 2-7%
Waga do ważenia wagonów (dla pociągów w ruchu)	ciała stałe	węgiel	± 1-3%
Waga do ważenia wagonów (dla pojedynczych wagonów)	ciała stałe	węgiel	± 0,5-1%
Statki rzeczne - pojemność	ciała stałe	węgiel	± 0,5-1%
Statki oceaniczne - pojemność	ciała stałe	węgiel	± 0,5-1,5%
Waga taśmowa z przyrządem całkującym	ciała stałe	mieszane surowce	± 1-4%

Współczynniki emisji

Współczynniki emisji opierają się na zawartości węgla w paliwach lub materiałach początkowych. Wyraża się je jako tCO_2/TJ (współczynniki spalania) lub tCO_2/t albo tCO_2/m^3 (współczynniki procesu). Współczynniki emisji oraz przepisy dotyczące opracowywania współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności podane są w częściach 8 i 10 niniejszego Załącznika. Operator ma prawo stosować względem paliwa współczynnik emisji wyrażony jako zawartość węgla (tCO_2/t), a nie (tCO_2/TJ) przy emisjach ze spalania, jeżeli wykáže właściwym władzom, że pozwala to uzyskać w trybie ciągłym większą dokładność wyników. Niemniej, w takim wypadku operator okresowo ustala zawartość energetyczną, by wypełnić wymóg sprawozdawczości zawarty w części 5 niniejszego Załącznika.

Do przeliczania węgla na odpowiednią wartość dla CO_2 stosuje się współczynnik¹ 3,667 [$tCO_2t C$].

Dokładniejsze poziomy wymagają opracowania specjalnych współczynników dla konkretnych rodzajów działalności zgodnie z wymogami zawartymi w części 10 niniejszego Załącznika. Metody oparte na poziomie 1 wymagają użycia referencyjnych współczynników emisji, wymienionych w części 8 niniejszego Załącznika.

Biomasę uznaje się za substancję neutralną pod względem zawartości CO_2 , w związku z czym wobec biomasy stosuje się współczynnik emisji 0 [$t CO_2/TJ$ lub t lub m^3]. Przykładowy wykaz różnych rodzajów materiałów uznawanych za biomasę

¹ Opiera się on na stosunku mas atomowych węgla (12) i tlenu (16), wykorzystanym w zaktualizowanych wytycznych IPCC z roku 1996 dla krajowych wykazów emisji gazu cieplarnianego: podręcznik orientacyjny, 1.13.

podany jest w części 9 niniejszego Załącznika.
Niniejsze wytyczne nie zawierają referencyjnych współczynników emisji dla paliw zawierających odpady kopalne, w związku z czym konkretne współczynniki emisji wyprowadza się zgodnie z przepisami części 10 niniejszego Załącznika.
W odniesieniu do paliw lub materiałów zawierających zarówno węgiel w postaci kopalnej jak i węgiel w postaci biomasy, stosuje się ważony współczynnik emisji, oparty na procentowej zawartości węgla kopalnego w łącznej zawartości węgla w paliwie. Obliczenie musi być odpowiednio przejrzyste i udokumentowane zgodnie z przepisami i procedurami podanymi w części 10 niniejszego Załącznika.
Wszystkie właściwe informacje dotyczące stosowanych współczynników emisji, włącznie ze źródłami informacji i wynikami analiz oraz informacjami na temat materiałów początkowych i produktów muszą być dokładnie zapisywane. Bardziej szczegółowe wymogi w tym zakresie podane są w wytycznych dotyczących konkretnych rodzajów działalności.
Utlenianie - współczynniki konwersji
W sytuacji, jeżeli dany współczynnik emisji nie uwzględnia procentowej zawartości węgla, który nie uległ utlenieniu, stosuje się dodatkowy współczynnik utleniania/konwersji.
Dokładniejsze poziomy wymagają opracowania specjalnych współczynników dla konkretnych rodzajów działalności, dlatego w części 10 niniejszego Załącznika podane zostały wytyczne dotyczące wyprowadzania takich współczynników.
W sytuacji, jeżeli w danej instalacji stosowane są różne paliwa lub materiały i oblicza się współczynniki utleniania dla konkretnych rodzajów działalności, operator może ustalić jeden zbiorczy współczynnik utleniania dla całej działalności i stosować go względem wszystkich paliw lub materiałów, albo przypisać niecałkowite utlenianie do jednego głównego strumienia paliwa lub materiału, a wobec innych stosować wartość równą 1.
Wszystkie odpowiednie informacje dotyczące współczynników utleniania/ konwersji, włącznie ze źródłami informacji i wynikami analiz paliwa, materiału początkowego i materiału końcowego (produktu) należy dokładnie zapisywać.

1.2. Pomiary emisji CO₂

Wielkość emisji gazu cieplarnianego można ustalać przy użyciu systemów stałych pomiarów emisji (CEMS) z każdego źródła, stosując do tego celu znormalizowane lub przyjęte metody, pod warunkiem uzyskania przez operatora, przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, zatwierdzenia ze strony właściwych władz, stwierdzającego, że użycie metody CEMS umożliwi osiągnięcie większej dokładności niż obliczanie wielkości emisji przy użyciu najdokładniejszych poziomów. Następnie wielkość emisji ustalona we wszystkich kolejnych okresach sprawozdawczości przy użyciu metody CEMS musi być potwierdzana przez dokonanie pomocniczych obliczeń wielkości emisji, przy czym przepisy dotyczące doboru poziomów dla tych obliczeń są takie same jak stosowane względem metody obliczeń.
Procedury pomiaru stężenia CO ₂ oraz masy lub objętości strumienia gazów wypuszczanych do atmosfery przez każdy komin są od początku, czyli od chwili, gdy stają się dostępne, objęte odpowiednimi normami CEN. Jeżeli odpowiednia norma CEN nie istnieje, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży. <i>Przykłady odpowiednich norm ISO są następujące:</i>
<ul style="list-style-type: none"> - ISO 10396:1993 „Emisje ze źródeł stacjonarnych - Próbkowanie dla celów automatycznego ustalania stężenia gazów”, - ISO 10012:2003 „Systemy zarządzania pomiarami - Wymogi dotyczące procesów urządzeń pomiarowych”.
Po uruchomieniu system CEMS poddaje się okresowym kontrolom pod kątem jego funkcjonalności i prawidłowości działania. Kontrole systemu obejmują:
<ul style="list-style-type: none"> - czas reakcji, - liniowość, - interferencje, - zero i dryfowanie zera, - dokładność w porównaniu do metody referencyjnej.
Frację biomasy w zmierzonych emisjach CO ₂ odejmuje się w oparciu o metodę obliczeniową i zgłasza jako pozycję dodatkową (zob. część 12 niniejszego Załącznika).
Ocena niedokładności
Wyrażenie „dopuszczalne niedokładności” w niniejszych wytycznych oznacza osiągnięcie progu pewności odnośnie zmierzonych wartości wynoszącego 95%, np. przy opisie urządzeń pomiarowych dla celów systemu poziomów lub dokładności działania systemu stałych pomiarów.

Obliczenie
Operator musi mieć świadomość wpływu istniejących niedokładności na ogólną dokładność przedstawianych przez siebie danych na temat wielkości emisji.
W odniesieniu do metodologii opartej na obliczeniach właściwe władze dokonują zatwierdzenia kombinacji odpowiednich poziomów dla każdego źródła w ramach danej instalacji oraz zatwierdzenia wszystkich innych szczegółowych aspektów metodologii monitorowania wybranej dla danej instalacji i określonej w zezwoleniu na emisję z tej instalacji. Wydając takie zatwierdzenia, właściwe władze zarazem zatwierdzają zakres niedokładności, jaki może występować w związku z prawidłowym stosowaniem zatwierdzonej metodologii monitorowania, a świadectwem takiego zatwierdzenia jest treść zezwolenia.
Operator podaje właściwym władzom zatwierdzoną kombinację poziomów dla każdego źródła w ramach instalacji w swoim rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji, oddzielnie dla każdego rodzaju działalności i dla odpowiednich strumieni paliwa lub materiału. Określenie kombinacji poziomów w sprawozdaniu na temat wielkości emisji uznawane jest z punktu widzenia wymogów Dyrektywy za określenie niedokładności w zakresie sprawozdawczości. W związku z tym, jeżeli stosuje się metodę opartą na obliczeniach, nie stawia się dalszych wymogów przedstawiania sprawozdań na temat niedokładności.
Dopuszczalne niedokładności określone dla urządzeń pomiarowych w systemie poziomów obejmują określone niedokładności funkcjonowania urządzeń pomiarowych, niedokładności związane z kalibracją tych urządzeń oraz wszelkie dodatkowe niedokładności związane z tym, jak urządzenia pomiarowe są wykorzystywane w praktyce. Przedstawione wartości progowe w ramach systemu poziomów odnoszą się do niedokładności związanych z wartością za jeden okres sprawozdawczy.
Operator za pośrednictwem procedur zapewniania jakości i kontroli jakości panuje nad zakresem pozostałych niedokładności w danych na temat emisji podawanych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji i redukuje takie niedokładności do minimum. W trakcie procedur weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, ocenia pracę operatora i minimalizowanie takich pozostałych niedokładności za pomocą procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.
Pomiary
Operator może uzasadnić użycie metodologii opartej na pomiarach, jeżeli umożliwia ona uzyskanie w sposób wiarygodny większej dokładności niż porównywalna metodologia oparta na obliczeniach, wykorzystująca kombinację najwyższych poziomów. W celu przedstawienia takiego uzasadnienia właściwym władzom operator podaje ilościowe wyniki poszerzonej analizy niedokładności, uwzględniającej następujące źródła niedokładności:
Pomiary stężenia dla celów stałych pomiarów wielkości emisji: <ul style="list-style-type: none"> - określone niedokładności urządzeń do prowadzenia stałego pomiaru, - niedokładności związane z kalibracją urządzeń, - dodatkowe niedokładności związane z praktycznym wykorzystaniem urządzeń monitorujących.
Przy pomiarach masy i objętości dla celów ustalenia wielkości strumienia gazów spalinowych w ramach stałego monitorowania emisji i obliczeń potwierdzających: <ul style="list-style-type: none"> - określone niedokładności urządzeń pomiarowych, - niedokładności związane z kalibracją urządzeń, - dodatkowe niedokładności związane z praktycznym wykorzystaniem urządzeń pomiarowych.
Przy ustalaniu wartości opalowej, współczynników emisji i utleniania lub danych na temat składu dla celów obliczeń potwierdzających: <ul style="list-style-type: none"> - określone niedokładności wynikające ze stosowanej metody lub systemu obliczeń, - dodatkowe niedokładności związane z praktycznym zastosowaniem metody obliczeń.
Na podstawie uzasadnienia przedstawionego przez operatora właściwe władze mogą zatwierdzić użycie przez niego systemu stałych pomiarów emisji dla niektórych źródeł w ramach instalacji, jak również zatwierdzić wszystkie inne szczegółowe aspekty metodologii monitorowania dla tych źródeł - takie, jakie zawarte są w zezwoleniu dla danej instalacji. W ten sposób właściwe władze zatwierdzają zakres niedokładności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, a świadectwem takiego zatwierdzenia jest treść zezwolenia.
Operator podaje wielkość niedokładności otrzymaną w wyniku tej wstępnej, poszerzonej analizy niedokładności w swoim rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji, przedstawianym właściwym władzom w odniesieniu do odpowiednich źródeł do chwili rozpatrzenia przez właściwe władze wyboru metodologii opartej na pomiarach, a nie na obliczeniach i zażądają ponownego przeliczenia wielkości niedokładności. Podanie wielkości niedokładności w sprawozdaniu na temat emisji uznawane jest z punktu widzenia wymogów Dyrektywy za określenie niedokładności.
Operator za pośrednictwem procedur zapewniania jakości i kontroli jakości panuje nad zakresem pozostałych niedokładności w danych na temat emisji podawanych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji i redukuje takie niedokładności do minimum. W trakcie procedur weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, ocenia pracę operatora i minimalizowanie takich pozostałych niedokładności za pomocą procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

Przykładowe wielkości niedokładności

Tabela 3 przedstawia orientacyjny przegląd typowych niedokładności w zakresie ustalania wielkości emisji CO₂ z instalacji o zróżnicowanych poziomach emisji. Informacje zawarte w tabeli winny być uwzględniane przez właściwe władze przy ocenianiu lub zatwierdzaniu metodologii monitorowania danej instalacji przy użyciu metod obliczeniowych lub przy użyciu systemów stałych pomiarów emisji.

TABELA 3

Tabela informacyjna przedstawiająca typowe łączne niedokładności związane z ustalaniem wielkości emisji CO₂ z danej instalacji lub z danego rodzaju działalności prowadzonej w instalacji dla poszczególnych strumieni paliwa lub materiału o różnej wielkości

Opis	Przykłady	Emisja CO ₂ w tys. ton rocznie		
		E > 500	100 < E < 500	E < 100
Paliwa gazowe i płynne o stałej jakości	gaz ziemny	2,5	3,5	5
Paliwa płynne i paliwa gazowe o zmiennym składzie	olej gazowy; olej zasilający wielkie piece	3,5	5	10
Paliwa stałe o zmiennym składzie	węgiel	3	5	10
Paliwa stałe o wyjątkowo zmiennym składzie	odpady	5	10	12,5
Emisje z procesów przetwarzania surowców stałych	wapień, dolomit	5	7,5	10

2. ZAPEWNIENIE I KONTROLA JAKOŚCI

Wymogi ogólne

Operator zobowiązany jest opracować, udokumentować, wprowadzić i utrzymywać skuteczny system zarządzania danymi w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat emisji gazu cieplarnianego zgodnie z niniejszymi wytycznymi. Operator wdraża taki system zarządzania danymi przed rozpoczęciem okresu sprawozdawczego, tak, aby wszystkie dane były odpowiednio zapisywane i kontrolowane, co stanowi etap przygotowawczy do weryfikacji. Informacje przechowywane w systemie zarządzania danymi obejmują informacje wymienione w części 6 niniejszego Załącznika.

Wymagane procedury zapewnienia i kontroli jakości mogą być realizowane w ramach programu eko-zarządzania i audytu Unii Europejskiej (EMAS) lub innych systemów zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska, włącznie z normą ISO 14001:1996 („Systemy zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska - Wykaz wraz ze wskazówkami dotyczącymi stosowania”).

Procedury zapewnienia i kontroli jakości obejmują procedury niezbędne do prowadzenia monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz kwestie stosowania tych procedur w instalacji. W ich skład wchodzi m.in. takie czynności, jak:

- identyfikacja źródeł gazu cieplarnianego objętych programem zgodnie z postanowieniami Załącznika I do Dyrektywy,
- kolejność działań i wzajemnych relacji między procesami monitorowania i sprawozdawczości,
- zakresy kompetencji i odpowiedzialności,
- stosowane metody obliczeń i pomiarów,
- używane urządzenia pomiarowe (o ile są stosowane),
- sprawozdawczość i dokumentacja,
- wewnętrzne rewizje zarówno przedstawianych danych, jak i systemu jakości,
- działania zapobiegawcze i naprawcze.

W sytuacji, jeżeli operator decyduje się zlecić wykonanie jakiegokolwiek procesu dotyczącego kwestii zapewnienia i kontroli jakości stronie trzeciej, zobowiązany jest zapewnić odpowiednią kontrolę nad realizacją takiego procesu i jego przejrzystość. Odpowiednie środki w ramach kontroli i zapewnienia przejrzystości w kontekście takich procesów zleczanych stronom trzecim muszą zostać określone w procedurach zapewnienia i kontroli jakości.

Techniki i urządzenia pomiarowe

Operator zobowiązany jest zapewnić regularne wykonywanie takich czynności, jak kalibracja, regulacja i kontrola stosowanych urządzeń pomiarowych, w tym także przed ich uruchomieniem, oraz sprawdzenie ich pod kątem zgodności z normami pomiarowymi zawartymi w międzynarodowych normach pomiarowych. Ponadto, w sytuacji, jeżeli okazuje się, że urządzenia są niezgodne z obowiązującymi wymogami, operator ocenia i zapisuje ważność wyników poprzednich pomiarów. Jeżeli okazuje się, że urządzenia są niezgodne z wymogami, operator zobowiązany jest podjąć natychmiastowe działania naprawcze. Zapisy wyników kalibracji i identyfikacji należy zachowywać.

<p>Jeżeli operator stosuje system stałych pomiarów wielkości emisji, zobowiązany jest przestrzegać przepisów normy EN 14181 („Emisje ze źródeł stacjonarnych - zapewnienie jakości zautomatyzowanych systemów pomiarowych”) oraz normy EN ISO 14956:2002 („Czystość powietrza - Ocena przydatności procedury pomiarowej metodą zestawienia z dopuszczalnym zakresem niedokładności”), co dotyczy zarówno przyrządów, jak i samego operatora.</p>
<p>Alternatywną metodą jest zlecenie wykonania niezależnych i akredytowanych testów laboratoryjnych pomiarów oraz oceny uzyskiwanych danych w zakresie monitorowania i sprawozdawczości. W takim wypadku dane laboratorium, które przeprowadza takie testy, musi być ponadto akredytowane w myśl normy EN ISO 17025:2000 („Ogólne wymogi w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).</p>
<p>Zarządzenia danymi</p>
<p>Operator wykonuje procesy zapewnienia i kontroli jakości zarządzania danymi w zakresie swoich danych w celu zapobiegania powstawaniu braków i błędów. Operator sam opracowuje takie procesy, dostosowując je do złożoności zestawu swoich danych. Operator dokumentuje procesy zapewnienia i kontroli jakości zarządzania danymi i udostępnia odnośne zapisy weryfikatorowi.</p>
<p>Działania w zakresie zapewnienia i kontroli jakości można realizować w sposób prosty i skuteczny na szczeblu operacyjnym dokonując porównań wartości ustalanych w ramach monitorowania przy użyciu metod wertykalnych i horyzontalnych.</p>
<p>Stosując metodę wertykalną porównuje się dane na temat emisji ustalone dla danej instalacji w różnych latach. O prawdopodobieństwie występowania błędów w zakresie monitorowania świadczy sytuacja, w których różnic między danymi z różnych lat nie da się wytłumaczyć wpływem następujących czynników:</p> <ul style="list-style-type: none"> – zmiany w skali działalności, – zmiany w zakresie paliw lub materiałów początkowych, – zmiany w zakresie procesów emisji (np. poprawa efektywności energetycznej).
<p>Stosując metodę horyzontalną porównuje się wartości z różnych systemów zbierania danych operacyjnych, włącznie z następującymi rodzajami porównań:</p> <ul style="list-style-type: none"> - porównanie danych na temat paliw lub materiałów początkowych zużywanych w konkretnych źródłach z danymi na temat zakupu paliw i danymi na temat stanu zapasów, - porównanie danych na temat łącznego zużycia paliw lub materiałów początkowych z danymi na temat zakupu paliw i danymi na temat stanu zapasów, - porównanie współczynników emisji obliczonych lub otrzymanych od dostawcy paliwa z referencyjnymi, krajowymi lub międzynarodowymi współczynnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw, - porównanie współczynników emisji opartych na analizie paliwa z referencyjnymi, krajowymi lub międzynarodowymi współczynnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw, - porównanie wielkości emisji mierzonych i obliczanych.
<p>Weryfikacja i waga błędów</p>
<p>Operator przedstawia weryfikatorowi sprawozdanie na temat wielkości emisji, kopię posiadanego zezwolenia dla każdej instalacji plus wszelkie inne właściwe informacje. Weryfikator ocenia, czy metodologia monitorowania zastosowana przez operatora jest zgodna z metodologią monitorowania dla danej instalacji zatwierdzoną przez właściwe władze, z zasadami prowadzenia monitorowania i sprawozdawczości podanymi w części 3 oraz z wytycznymi zawartymi w niniejszym Załączniku i w Załącznikach następujących. Na podstawie tej oceny weryfikator wnioskuje o tym, czy dane przedstawione w sprawozdaniu na temat emisji zawierają braki, błędy lub stwierdzenia fałszywe mogące powodować poważne zafałszowania podanych informacji.</p>
<p>W ramach prowadzonego przez siebie procesu weryfikacji weryfikator w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zdobywa wiedzę o każdym rodzaju działalności wykonywanej w instalacji, o źródłach emisji należących do tej instalacji, o urządzeniach pomiarowych stosowanych do celów monitorowania lub pomiarów danych dotyczących działalności, o pochodzeniu i stosowaniu współczynników emisji oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji oraz o środowisku, w jakim funkcjonuje dana instalacja. - zdobywa wiedzę o stosowanym przez operatora systemie zarządzania danymi i o ogólnej organizacji w zakresie monitorowania i sprawozdawczości oraz otrzymuje, analizuje i kontroluje dane zawarte w systemie zarządzania danymi, - ustala dopuszczalny poziom wagi błędów w kontekście charakteru i złożoności rodzajów działalności i źródeł w danej instalacji, - na podstawie swojej wiedzy fachowej i w oparciu o informacje dostarczone przez operatora analizuje stopień ryzyka, że zawarte w danych niedokładności mogą prowadzić do poważnych błędów w sprawozdaniu na temat emisji, - sporządza plan weryfikacji dostosowany do wyników dokonanej analizy ryzyka oraz do zakresu i stopnia złożoności prowadzonej przez operatora działalności i jego źródeł, oraz definiujący metody próbkowania, które zostaną wykorzystane w odniesieniu do instalacji operatora, - realizuje plan weryfikacji gromadząc dane zgodnie ze zdefiniowaną metodą próbkowania oraz wszelkie inne stosowne świadectwa i dowody, na podstawie których sporządzi swoje ostateczne wnioski z weryfikacji, - kontroluje, czy zastosowanie metodologii monitorowania podanej w zezwoleniu umożliwiło osiągnięcie poziomu dokładności zgodnego z określonymi poziomami,

- zwraca się do operatora o dostarczenie wszelkich brakujących danych lub o uzupełnienie brakujących części w ramach procedur audytu, wyjaśnia różnice w danych na temat emisji lub koryguje obliczenia, po czym sporządza ostateczne wnioski z weryfikacji.
Przez cały czas trwania procesu weryfikacji weryfikator ustala stwierdzenia fałszywe, oceniając, czy: <ul style="list-style-type: none"> - procesy zapewnienia i kontroli jakości opisane w niniejszym Załączniku zostały wdrożone, - metodą gromadzenia danych udało się uzyskać jasne i obiektywne dowody na poparcie ustaleń na temat fałszywych stwierdzeń.
Weryfikator ocenia wagę zarówno wszelkich pojedynczych fałszywych stwierdzeń, jak i zbiorczych, nie poprawionych błędów, biorąc pod uwagę wszelkie braki, błędy lub fałszywe stwierdzenia mogące prowadzić do błędów, na przykład system zarządzania danymi dający w efekcie dane nieprzejrzyste, stroniczne lub niespójne. Poziom pewności powinien być współmierny z progiem dopuszczalnej wagi błędów, ustalonej dla danej instalacji.
Na końcu procesu weryfikacji weryfikator wydaje osąd dotyczący tego, czy sprawozdanie na temat wielkości emisji zawiera jakiegokolwiek poważne zafałszowania. W sytuacji, jeżeli weryfikator dochodzi do wniosku, że sprawozdanie na temat emisji przeznaczone do przedstawienia właściwym władzom nie zawiera żadnych poważnych błędów, operator ma prawo dostarczyć je właściwym władzom zgodnie z postanowieniami art. 14 ust. 3 Dyrektywy. Jeżeli natomiast weryfikator dochodzi do wniosku, że sprawozdanie na temat emisji przeznaczone do przedstawienia właściwym władzom zawiera poważne zafałszowania, sprawozdanie operatora nie przechodzi procesu weryfikacji z oceną pozytywną. Zgodnie z postanowieniami art. 15 Dyrektywy państwa członkowskie zobowiązane są zapewnić, aby operator, którego sprawozdanie za dany rok nie przeszło procesu weryfikacji z oceną pozytywną do dnia 31 marca następnego roku, nie miał możliwości dalszego przekazywania uprawnień do czasu, gdy jego sprawozdanie otrzyma taką ocenę pozytywną w procesie weryfikacji. Państwa członkowskie zobowiązane są ponadto do wprowadzenia odpowiednich kar finansowych mających zastosowanie w takich wypadkach, zgodnie z postanowieniami art. 16 Dyrektywy.
Właściwe władze wykorzystują łączną liczbę wyrażającą wielkość emisji z danej instalacji, podaną w sprawozdaniu na temat emisji, które zostało zweryfikowane z oceną pozytywną, do sprawdzenia, czy operator oddał wystarczającą liczbę zezwoleń w odniesieniu do tej instalacji.
Państwa członkowskie zobowiązane są zapewnić, aby różnice zdań między operatorami, weryfikatorami i właściwymi władzami nie naruszały prawidłowego funkcjonowania sfery sprawozdawczości i rozstrzygane były zgodnie z postanowieniami Dyrektywy, z niniejszymi wytycznymi, ze szczegółowymi wymogami określonymi przez państwa członkowskie zgodnie z postanowieniami Załącznika V do Dyrektywy oraz z właściwymi procedurami krajowymi.

3. WSPÓŁCZYNNIKI EMISJI

Niniejsza część zawiera referencyjne współczynniki emisji dla poziomu 1, pozwalające na korzystanie w zakresie spalania paliwa z współczynników nie będących specjalnymi współczynnikami dla konkretnych rodzajów działalności. Jeżeli dane paliwo nie należy do żadnej istniejącej kategorii paliw, operator na podstawie własnego fachowego osądu przypisuje stosowane paliwo do odnośnej kategorii paliwa, co następnie podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze.

TABELA 4

Współczynniki emisji dla paliwa kopalnego - związane z wartościami opałowymi netto (NCV), z wyjątkiem współczynników utleniania

Paliwo	współczynnik emisji CO ₂ (tCO ₂ /TJ)	źródło współczynnika emisji
A) Kopalne płynne		
Paliwa pierwotne		
Olej surowy	73,3	IPCC, 1996 ²
[Orimulsion??]	80,7	IPCC, 1996
Płynne na bazie gazu ziemnego	63,1	IPCC, 1996
Paliwa/produkty wtórne		
Benzyna	69,3	IPCC, 1996
Nafta ³	71,9	IPCC, 1996
Olej łupkowy	77,4	Krajowa Informacja - Estonia, 2002

² Zaktualizowane wytyczne IPCC z roku 1996 dla krajowych wykazów emisji gazu cieplarnianego: podręcznik orientacyjny, 1.13.

³ Nafta z wyjątkiem paliw do silników odrzutowych.

Paliwo	współczynnik emisji CO ₂ (tCO ₂ /TJ)	źródło współczynnika emisji
Gaz/olej napędowy	74,1	IPCC, 1996
Pozostałościowy olej napędowy	77,4	IPCC, 1996
Płynna ropa naftowa	63,1	IPCC, 1996
Etan	61,6	IPCC, 1996
Ciężka benzyna	73,3	IPCC, 1996
Bitum	80,7	IPCC, 1996
Smary	73,3	IPCC, 1996
Koks ponaftowy	100,8	IPCC, 1996
Materiały surowcowe dla rafinerii	73,3	IPCC, 1996
Inne oleje	73,3	IPCC, 1996
B) Kopalne stałe		
Paliwa pierwotne/wtórne		
Antracyt	98,3	IPCC, 1996
Węgiel koksujący	94,6	IPCC, 1996
Inne rodzaje węgla kamiennego	94,6	IPCC, 1996
Węgiel podbitumiczny	96,1	IPCC, 1996
Węgiel brunatny	101,2	IPCC, 1996
Łupek naftowy	106,7	IPCC, 1996
Torf	106,0	IPCC, 1996
Paliwa wtórne		
BKB i paliwo brykietowane	94,6	IPCC, 1996
Koks do pieców koksowniczych/koks gazowniczy	108,2	IPCC, 1996
C) Kopalne gazowe		
Tlenek węgla	155,2	Na podstawie NCV = 10,12 TJ/t
Gaz ziemny (suchy)	56,1	IPCC, 1996
Metan	54,9	Na podstawie NCV = 50,01 TJ/t
Wodór	0	Substancja bez zawartości węgla

4. WYKAZ RODZAJÓW BIOMASY NEUTRALNEJ POD WZGLĘDEM CO₂

Poniższy przykładowy, ale nie wyczerpujący wykaz zawiera pewną liczbę materiałów, które z punktu widzenia niniejszych wytycznych uznaje się za biomasę i które należy uwzględnić ze współczynnikiem emisji wynoszącym 0 (zero) [t CO₂/TJ lub t lub m³]. Frakcji torfowych i kopalnych wymienionych poniżej materiałów nie uznaje się za biomasę.

Rośliny i części roślin (między innymi): słoma, siano i trawa, liście, drewno, korzenie, pnie, kora, plody rolne, np. kukurydza i pszenżyto.

Odpady, produkty i produkty uboczne biomasy (między innymi): odpady przemysłowe drewna (odpady z obróbki i przetwórstwa drewna oraz drewno odpadowe z działalności w przemyśle wykorzystującym drewno jako surowiec), drewno zużyte (zużyte produkty z drewna i materiały z drewna) oraz produkty i produkty uboczne z działalności w branży przetwórstwa drewna, odpady na bazie drewna z przemysłu celulozowego i papierniczego, np. ług posiarzynowy, odpady z leśnictwa, mączka, tłuszcze, oleje i łój - zwierzęce, rybne i spożywcze, osady pierwotne z produkcji żywności i napojów, nawóz, osady z roślin uprawnych, szlam kanalizacyjny, biogaz wytwarzany podczas trawienia, fermentacji lub gazyfikacji biomasy, szlam portowy i inne szlamy i osady wodne, gaz ulatniający się ze składowiska odpadów.

Frakcje biomasy lub materiały mieszane (między innymi): frakcja biomasy z (flotsam form waterbody management), frakcja biomasy z osadów mieszanych z produkcji żywności i napojów, frakcja biomasy z odpadów włókienniczych, frakcja biomasy z papieru, tektury i tektury wielowarstwowej, frakcja biomasy z odpadów komunalnych i przemysłowych, frakcja

biomasy z przetworzonych odpadów komunalnych i przemysłowych,

Paliwa, których składniki i produkty pośrednie zostały wyprodukowane z biomasy (między innymi): bioetanol, biodiesel, bioetanol eteryfikowany, biometanol, bioeter dimetylowy, bio-olej (paliwo uzyskiwane z rozkładu termicznego oleju) i biogaz.

5. USTALANIE DANYCH I WSPÓŁCZYNNIKÓW DLA KONKRETNÝCH RODZAJÓW DZIAŁALNOŚCI

Ustalenie wartości opałowej netto i współczynników emisji dla paliw

Szczegółowe procedury dotyczące ustalania specjalnych współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych typów paliwa uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania paliwa i do ustalania jego wartości opałowej netto, zawartości węgla i współczynnika emisji opierają się na odpowiednich normach CEN (takich, jak normy dotyczące częstotliwości próbkowania, procedur próbkowania, ustalania wartości opałowej brutto i netto oraz zawartości węgla dla różnych rodzajów paliwa), gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Przykłady odnośnych norm CEN są następujące:

- EN ISO 4259:1996 „Produkty z ropy naftowej - Ustalanie i stosowanie dokładnych danych w odniesieniu do metod testowania”.

Przykłady odnośnych norm ISO są następujące:

- ISO 13909-1,2,3,4:2001 Węgiel kamienny i koks - Próbkowanie mechaniczne,
- ISO 5069-1,2:1983: Węgiel brunatny i lignity; Zasady próbkowania,
- ISO 625:1996 Paliwa stałe mineralne - Ustalanie zawartości węgla i wodoru - metoda Liebiga,
- ISO 925:1997 Paliwa stałe mineralne - Ustalanie zawartości węgla węglanowego - metoda grawimetryczna,
- ISO 9300-1990: Pomiar przepływu gazu za pomocą przepływu krytycznego w zwężkach Venturiego,
- ISO 9951-1993/94: Pomiar przepływu gazu w obwodach zamkniętych - mierniki turbinowe.

Uzupełniające normy krajowe do charakteryzowania paliw są następujące:

- DIN 51900-1:2000 „Testowanie paliw stałych i płynnych - Ustalanie wartości opałowej brutto przy użyciu bomby kalorymetrycznej i obliczanie wartości opałowej netto - Część 1: Zasady, urządzenia, metody”,
- DIN 51857:1997 „Paliwa gazowe i inne gazy - Obliczanie wartości opałowej, gęstości, gęstości względnej i indeksu Wobbe'a gazów czystych i mieszanin gazów”,
- DIN 51612:1980 „Testowanie upłynionego gazu ziemnego; obliczanie wartości opałowej netto,
- DIN 51731:2001 „Testowanie paliw stałych - Ustalanie zawartości węgla i wodoru” (stosowana również do paliw płynnych).

Laboratorium wykorzystywane do ustalania współczynnika emisji, zawartości węgla i obliczania wartości opałowej netto musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymogi w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Należy zauważyć, że w celu osiągnięcia odpowiedniej dokładności współczynnika emisji dla konkretnego rodzaju działalności (poza dokładnością procedury analitycznej stosowanej do ustalania zawartości węgla i wartości opałowej netto) decydujące znaczenie mają częstotliwość próbkowania, procedura próbkowania i przygotowanie próbkowania. Czynniki te są w znacznym stopniu uzależnione od stanu i jednorodności danego paliwa/materiału. Wymagana liczba próbek musi być większa w wypadku materiałów bardzo niejednorodnych, takich, jak stałe odpady komunalne, a znacznie mniejsza w wypadku większości paliw gazowych płynnych i gazowych dostępnych w handlu.

Czynności ustalania zawartości węgla, wartości opałowej netto i współczynników emisji dla partii paliwa opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że uzyskane dane o zawartości węgla, wartościach opałowych i współczynnikach emisji są reprezentatywne i wolne od stronniczości.

Odpowiedni współczynnik emisji stosuje się wyłącznie względem tej partii paliwa, dla której ma być reprezentatywny.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w odpowiednim laboratorium do ustalania współczynnika emisji oraz pełen zestaw danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.

Ustalanie współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów działalności

Szczegółowe procedury dotyczące ustalania specjalnego współczynnika utleniania dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych typów paliwa i instalacji uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.

<p>Procedury stosowane do ustalania reprezentatywnego, właściwego dla konkretnego rodzaju działalności, współczynnika utleniania (np. przez zawartość węgla w sadzy, popiołach i wyciekach oraz w innych odpadach lub produktach ubocznych) opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.</p>
<p>Laboratorium wykorzystywane do ustalania współczynnika utleniania lub danych, na których współczynnik ten się opiera, musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymagania w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).</p>
<p>Czynności ustalania współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów działalności z partii materiału opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że ustalone współczynniki utleniania są reprezentatywne i wolne od stronniczości.</p>
<p>Pełną dokumentację procedur stosowanych w odpowiednim laboratorium do ustalania współczynników utleniania oraz pełen zestaw danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.</p>
<p>Ustalanie współczynników emisji pochodzących z procesów technologicznych i danych na temat składu</p>
<p>Szczegółowe procedury dotyczące ustalania specjalnego współczynnika emisji dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla poszczególnych materiałów uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.</p>
<p>Procedury stosowane do próbkowania i ustalania składu odpowiednich materiałów lub współczynnika emisji z procesu opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.</p>
<p>Laboratorium wykorzystywane do ustalania składu lub współczynnika emisji musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymagania w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).</p>
<p>Czynności ustalania współczynników emisji z procesu i danych na temat składu dla poszczególnych partii materiału opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że ustalony współczynnik emisji z procesu jest reprezentatywny i wolny od stronniczości.</p>
<p>Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie względem tej partii materiału, dla której ma być reprezentatywna.</p>
<p>Pełną dokumentację procedur stosowanych przez odnośną organizację do ustalania współczynników emisji lub danych na temat składu oraz pełen zestaw danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.</p>
<p>Ustalanie frakcji biomasy</p>
<p>Wyrażenie „frakcja biomasy” w znaczeniu użytym w niniejszych wytycznych odnosi się do procentowej zawartości węgla w spalanej biomase zgodnie z definicją biomasy (zob. części 2 i 9 niniejszego Załącznika) w łącznej masie węgla w mieszaninie paliwowej.</p>
<p>Szczegółowe procedury dotyczące ustalania frakcji biomasy w konkretnym typie paliwa wraz z procedurą próbkowania uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.</p>
<p>Procedury stosowane do próbkowania paliwa oraz do ustalania frakcji biomasy opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.</p>
<p>Metody stosowane do ustalania frakcji biomasy w paliwie mogą być bardzo zróżnicowane, od ręcznego sortowania składników materiałów mieszanych po różne metody ustalania wartości ogrzewczych mieszaniny dwuskładnikowej i jej dwóch składników czystych, po analizę izotopową węgla-14, w zależności od konkretnego charakteru odnośnej mieszaniny paliwowej.</p>
<p>Laboratorium wykorzystywane do ustalania frakcji biomasy musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymagania w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).</p>
<p>Czynności ustalania frakcji biomasy w partiach materiału opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że ustalony współczynnik emisji z procesu jest reprezentatywny i wolny od stronniczości.</p>
<p>Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie względem tej partii materiału, dla której ma być reprezentatywna.</p>
<p>Pełną dokumentację procedur stosowanych w odnośnym laboratorium do ustalania frakcji biomasy oraz pełen zestaw</p>

danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.

W sytuacji, jeżeli ustalenie frakcji biomasy w mieszaninie paliwowej jest technicznie niewykonalne lub wiązałoby się z ponoszeniem nieracjonalnie wysokich kosztów, operator albo przyjmuje udział biomasy wynoszący 0% (to znaczy uznaje, że cały węgiel zawarty w danym typie paliwa jest pochodzenia kopalnego, albo proponuje metodę szacowania, która podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze.

Załącznik I

SPALANIE

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z instalacji prowadzących procesy spalania o ilości mierzonego ciepła doprowadzanego przekraczających 20 MW _t (z wyjątkiem instalacji do utylizacji odpadów niebezpiecznych lub odpadów komunalnych) wymienionych w rozporządzeniu wydanym z mocy art. 5 ustawy oraz w celach prowadzenia monitorowania emisji powstających z innych rodzajów działalności obejmowanych przez system, o ile jest o nich mowa w Załącznikach od II do X niniejszego rozporządzenia.
Monitorowanie emisji dwutlenku węgla z procesów spalania obejmuje emisje powstające w wyniku spalania wszystkich paliw w instalacjach, a także emisje z innych procesów towarzyszących działalności podstawowej jak np. w instalacjach odsiarczania spalin.
Wszystkie emisje dwutlenku węgla powstające w wyniku spalania paliw w danej instalacji przypisuje się do tej instalacji, bez względu na kwestię eksportu energii cieplnej lub elektrycznej z tej do innych instalacji.
Emisje związanych z produkcją energii cieplnej lub elektrycznej importowanej z innych instalacji nie przypisuje się do instalacji importującej.
Nie podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości emisje z silników wykorzystywanych do celów transportu.
B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji prowadzących procesy spalania i z samych procesów spalania należą: <ul style="list-style-type: none">- kotły grzewcze- palniki- turbiny- piece grzewcze- piece (<i>furnace</i>)- piece do spopielenia- piece do suszenia- piece (<i>oven</i>)- suszarki- silniki- gazy spalane na wylotach kominów- płuczki do przemywania gazów (emisje pochodzące z procesów technologicznych)- wszelkie inne urządzenia lub maszyny wykorzystujące paliwo, z wyjątkiem urządzeń lub maszyn zasilanych silnikami spalinowymi, wykorzystywanych do celów transportowych.
C OBLICZANIE EMISJI CO₂
1. Emisje z procesów spalania
Ogólne rodzaje działalności, w których wykorzystuje się procesy spalania
Wielkość emisji CO ₂ , których źródłem są procesy spalania, oblicza się przez pomnożenie zawartości energetycznej każdego rodzaju wykorzystanego paliwa przez współczynnik emisji

i przez współczynnik utleniania. W odniesieniu do każdego rodzaju paliwa i dla każdego rodzaju działalności dokonuje się następującego obliczenia:

$$E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2} * W_{utl}$$

gdzie:

- E_{CO_2} – emisja CO₂,
- $DoDz$ – dane dotyczące paliwa (zużyte paliwo i wartość kaloryczna paliwa netto),
- WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂,
- W_{utl} – współczynnik utleniania.

Określenie zużycia paliwa

Poziom 1	Zużycie paliwa mierzy się bez pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ±7,5%.
Poziom 2a	Zużycie paliwa mierzy się bez uwzględniania pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ± 5,0%.
Poziom 2b	<p>Pomiar z użyciem urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ± 4,5%. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na różnicy między ilością paliwa zakupionego, a ilością paliwa pozostającą w zapasach w przyjętych odstępach czasu. W tym celu stosuje się następujący wzór:</p> $\text{Paliwo C} = \text{Paliwo P} + (\text{Paliwo S} - \text{Paliwo E}) - \text{Paliwo O}$ <p>gdzie: Paliwo C = Paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym Paliwo P = Paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym Paliwo S = Zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego Paliwo E = Zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego Paliwo O = Paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)</p>
Poziom 3a	Zużycie paliwa mierzy się bez uwzględniania pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ± 2,5%.
Poziom 3b	<p>Pomiar z użyciem urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ± 2,0%. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na różnicy między ilością paliwa zakupionego, a ilością paliwa pozostającą w zapasach w przyjętych odstępach czasu. W tym celu stosuje się następujący wzór:</p> $\text{Paliwo C} = \text{Paliwo P} + (\text{Paliwo S} - \text{Paliwo E}) - \text{Paliwo O}$ <p>gdzie: Paliwo C = Paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym Paliwo P = Paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym Paliwo S = Zapas paliwa na początku danego okresu</p>

	<p>sprawozdawczego</p> <p>Paliwo E = Zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego</p> <p>Paliwo O = Paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)</p>
Poziom 4a	<p>Zużycie paliwa mierzy się bez uwzględniania pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 1,5\%$.</p>
Poziom 4b	<p>Pomiar z użyciem urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 1,0\%$. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na różnicy między ilością paliwa zakupionego, a ilością paliwa pozostającą w zapasach w przyjętych odstępach czasu. W tym celu stosuje się następujący wzór:</p> <p style="text-align: center;">Paliwo C = Paliwo P + (Paliwo S - Paliwo E) - Paliwo O</p> <p>gdzie:</p> <p>Paliwo C = Paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym</p> <p>Paliwo P = Paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym</p> <p>Paliwo S = Zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego</p> <p>Paliwo E = Zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego</p> <p>Paliwo O = Paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)</p>
<p>Dopuszczalne progi niedokładności procesu pomiarowego są różne w zależności od rodzaju stosowanego paliwa. Paliwa gazowe i płynne z reguły mierzy się dokładniej niż paliwa stałe. W każdej z omówionych klas występują liczne wyjątki, które zależą od typu i cech paliwa, od metod dostawy (transportem wodnym, kolejowym, drogowym, taśmociągami, rurociągami) oraz od cech i okoliczności właściwych dla danej instalacji, co wyklucza możliwość prostego przypisywania poszczególnych typów do poszczególnych poziomów.</p>	
<p>Wartość kaloryczna paliwa netto</p>	
Poziom 1	<p>Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, podane w Aneksie 2.1 A.3 „Wartości opałowe netto przyjęte w poszczególnych krajach na rok 1990” do dokumentu IPCC 2000 „Wytyczne dotyczące właściwych praktyk i stosowania progów niedokładności w krajowych wykazach emisji gazu cieplarnianego” (http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm).</p>
Poziom 2	<p>Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych.</p>
Poziom 3	<p>Pomiaru wartości opałowej netto, reprezentatywnej dla każdej partii paliwa w instalacji, dokonuje operator, współpracujące z nim laboratorium lub dostawca paliwa. Pomiary prowadzi się zgodnie z wytycznymi części 10 Załącznika 1.</p>
<p>Dane dotyczące działalności - DoDz</p>	
<p>Dane dotyczące działalności wyraża się jako zawartość energii netto w paliwie zużyтым (TJ) w okresie sprawozdawczym.</p> <p>Zawartość energii w zużywanym paliwie oblicza się za pomocą następującego wzoru:</p>	

<p style="text-align: center;">zawartość energii w zużywanym paliwie [TJ] = = zużyte paliwo [t] * wartość opałowa paliwa [TJ/t]</p> <p>lub</p> <p style="text-align: center;">zawartość energii w zużywanym paliwie [TJ] = = zużyte paliwo [m³] * wartość opałowa paliwa [TJ/m³]</p>	
<p>W sytuacji, jeżeli stosuje się jednostki objętościowe, operator powinien wziąć pod uwagę możliwość zastosowania ewentualnych przeliczeń, które mogą być konieczne dla uwzględnienia różnic ciśnienia i temperatury, w jakim działa urządzenie pomiarowe oraz standardowe warunki, dla których określono wartość opałową netto dla odpowiednich typów paliw.</p>	
<p>Współczynnik emisji - WE_{CO2}</p>	
Poziom 1	Stosuje się współczynniki referencyjne dla każdego typu paliwa podane w części 8 Załącznika 1.
Poziom 2a	Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych.
Poziom 2b	Operator wyprowadza współczynniki emisji dla każdej partii paliwa na podstawie następujących ustalonych przybliżeń: <ul style="list-style-type: none"> – pomiar gęstości konkretnych olejów lub gazów wspólnych np. dla danej rafinerii lub dla branży produkcji stali, oraz – wartość opałowa netto dla poszczególnych rodzajów węgla, w połączeniu z korelacją empiryczną, ustaloną przez zewnętrzne laboratorium zgodnie z wytycznymi części 10 Załącznika 1. Operator zobowiązany jest upewnić się, że otrzymana korelacja spełnia wymogi prawidłowych praktyk technicznych i że stosowana jest wyłącznie względem wartości przybliżonych przynależących do tego zakresu, dla którego zostały ustalone.
Poziom 3	Pomiaru współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności, reprezentatywnych dla odpowiednich partii paliwa, dokonuje operator, zewnętrzne laboratorium lub dostawca paliwa, zgodnie z wytycznymi części 10 Załącznika 1.
<p>Współczynnik utleniania - W_{uti}</p>	
Poziom 1	Dla wszystkich paliw stałych przyjmuje się referencyjny współczynnik utleniania/ wartość utleniania wynoszące 0,99 (co odpowiada zamianie węgla w CO ₂ w stopniu 99%); dla wszystkich innych paliw współczynnik referencyjny wynosi 0,995.
Poziom 2	W odniesieniu do paliw stałych operator wyprowadza współczynniki utleniania dla konkretnych rodzajów działalności na podstawie zawartości węgla w popiołach, wyciekach oraz w innych odpadach i produktach ubocznych i innych nie całkowicie utlenionych emisjach węgla, zgodnie z wytycznymi określonymi w części 10 Załącznika 1.
<p>2. Spalanie gazów na wylocie z komin</p>	
<p>Do emisji powstających w wyniku spalania gazów na wylotach kominów zalicza się spalanie rutynowe i operacyjne (w ramach rozruchu, wygaszania i wyłączeń samoczynnych) oraz upusty awaryjne.</p> <p>Emisje CO₂ oblicza się na podstawie ilości gazu spalanego na wylotach kominów [m³] i zawartości węgla w spalonym w ten sposób gazie [t CO₂/m³] (włącznie w wszelkimi gazami nieorganicznymi):</p>	

$$E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2} * W_{utl}$$

gdzie:

- E_{CO_2} – emisja CO₂,
- $DoDz$ – dane o działalności,
- WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂,
- W_{utl} – współczynnik utleniania.

Dane dotyczące działalności - DoDz

Poziom 1	Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m ³] w danym okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±12,5%.
Poziom 2	Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m ³] w danym okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±7,5%.
Poziom 3	Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m ³] w danym okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±2,5%.

Współczynnik emisji – WE_{CO2}

Poziom 1	W charakterze ostrożnego przybliżenia dla gazów spalanych na wylotach kominów stosuje się referencyjny współczynnik emisji wynoszący 0,00785 t CO ₂ /m ³ (w warunkach standardowych) uzyskany ze spalania czystego butanu.
Poziom 2	Współczynnik emisji [t CO ₂ /m ³] dla gazów spalanych na wylotach kominów obliczony na podstawie zawartości węgla w gazach spalanych na wylotach kominów z zastosowaniem wytycznych podanych w części 10 Załącznika 1.

Współczynnik utleniania – W_{utl}

Poziom 1	Miara utleniania 0,995
----------	------------------------

3. Emisje pochodzące z procesów technologicznych

Wielkość emisji CO₂ z procesów będących wynikiem zastosowania węglanów do odsiarczania spalin oblicza się na podstawie ilości zakupionych węglanów (metoda obliczeń podana dla poziomu 1a) lub wyprodukowanego gipsu (metoda obliczeń podana dla poziomu 1b). Obie metody obliczeń są równoważne.

Obliczenia dokonuje się według następującego sposobu:

$$E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2} * W_{kon}$$

gdzie:

- E_{CO_2} – emisja CO₂,
- $DoDz$ – dane o działalności,
- WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂,
- W_{kon} – współczynnik konwersji.

Metoda obliczeniowa A - „na bazie węglanów”

Obliczenie wielkości emisji odbywa się na podstawie ilości użytych węglanów

Dane dotyczące działalności - DoDz

Poziom 1	Ilość [t] suchego węglanu jako surowca w procesie mierzona przez operatora lub dostawcę w skali roku z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.
----------	--

Współczynnik emisji – WE_{CO_2}

Poziom 1	Użycie współczynników stechiometrycznych przemiany węglanów [t CO ₂ /t suchego węglanu] wg podanych stechiometrycznych współczynników emisji. Wartość tę koryguje się ze względu na wilgotność i zawartość skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.		
	Węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t Ca-, Mg- lub inny węglan]	Uwagi
	CaCO ₃	0,440	
	MgCO ₃	0,552	
	Ogólnie: $X_y(CO_3)_z$	$\text{Współczynnik emisji} = \frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * M_{CO_3^{2-}}\}}$	X = ziemia alkaliczna lub metal alkaliczny M ₂ = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = masa cząsteczkowa CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali na bazie ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna CO ₃ ²⁻ = 1

Współczynnik konwersji - W_{kon}

Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0
----------	-----------------------------

Metoda obliczeniowa B - „na bazie gipsu”

Obliczenie wielkości emisji odbywa się na podstawie ilości wyprodukowanego gipsu

Dane dotyczące działalności - $DoDz$

Poziom 1	Ilość [t] suchego gipsu (CaSO ₄ · 2H ₂ O) jako produktu w procesie mierzona przez operatora lub przetwórcę gipsu w skali roku z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.
----------	---

Współczynnik emisji – WE_{CO_2}

Poziom 1	Współczynnik stechiometryczny odwodnionego gipsu (CaSO ₄ · 2H ₂ O) i CO ₂ w procesie: 0,2558 t CO ₂ /t gipsu
----------	--

Współczynnik konwersji - W_{kon}

Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0
----------	-----------------------------

D POMIAR EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku I.

Załącznik II

RAFINERIE

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z rafinerii olejów mineralnych.
Monitorowanie emisji gazu cieplarnianego z instalacji obejmuje wszystkie emisje z procesów spalania i produkcji odbywających się w rafineriach. Emisji z procesów odbywających się w przyległych instalacjach chemicznych nie objętych wytycznymi Załącznika I do Dyrektywy, które nie są częścią łańcucha produkcyjnego rafinacji, nie uwzględnia się.
B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji w rafineriach olejów mineralnych należą:
B.1. spalanie związane z pozyskiwaniem energii:
<ul style="list-style-type: none">- kotły- urządzenia grzewcze i przetwarzające stosowane w procesach technologicznych- silniki tłokowe/turbiny- utleniacze katalityczne i ciepłe- piece do kalcynacji koksu- pompy strażackie- awaryjne i rezerwowe generatory energii- spalanie gazów na wylotach kominów- piece do spopielania- urządzenia do krakowania.
B.2. procesy:
<ul style="list-style-type: none">- instalacje do produkcji wodoru- regeneracja katalityczna (z katalitycznego krakowania i innych procesów katalitycznych)- retorty do koksowania (flexi-coking?? i koksowanie opóźnione).
C OBLICZANIE EMISJI CO₂
Operator może obliczać wielkość emisji:
<ul style="list-style-type: none">a) dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego procesu stosowanego w danej instalacji; lubb) stosując metodę bilansu masy, pod warunkiem, że jest w stanie wykazać, że metoda ta prowadzi do uzyskania wyników zbiorczych dla całej instalacji dokładniejszych niż obliczenia dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego procesu; lubc) stosując metodę bilansu masy w odniesieniu do dobrze zdefiniowanego podzbioru rodzajów paliwa lub procesów oraz obliczenia indywidualne dla pozostałych rodzajów paliwa i procesów stosowanych w danej instalacji, pod warunkiem, że jest w stanie wykazać, że metoda ta prowadzi do uzyskania wyników zbiorczych dla całej instalacji dokładniejszych niż obliczenia dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego procesu.
1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na uwzględnianiu wszystkich ilości węgla w materiałach początkowych, akumulacjach, węgla wchodzącego w skład produktów oraz węgla wyprowadzanego, w celu otrzymania ilości węgla obecnego w emisjach gazu cieplarnianego z danej instalacji, czego dokonuje się przy użyciu następującego równania:

$$E_{CO_2} = (W - P - E - Zm) * W_{konCO_2/C}$$

emisje CO₂ [t CO₂] = (wsad-produkty-eksport – zmiany w stanie zapasów) * współczynnik konwersji CO₂/C

gdzie:

- E_{CO₂} – emisja CO₂
- W [tC] - cała ilość węgla wprowadzanego w granice instalacji,
- P [tC] - cała ilość węgla w produktach i materiałach, włącznie z produktami ubocznymi, wyprowadzana z bilansu masy,
- E [tC] - węgiel wyprowadzany z bilansu masy, np. zrzucany do ścieków, wywożony na zwalnię lub tracony w postaci strat w procesie. Wyprowadzanie węgla z instalacji nie obejmuje wypuszczania gazów cieplarnianych do atmosfery,
- W_{konCO₂/C} - zmiany w stanie zapasów [tC], zwiększanie ilości węgla w zapasach w granicach instalacji.

W związku z czym obliczenie wygląda następująco:

$$E_{CO_2} [t CO_2] = (\sum (DoDz_{wkład} * zawartość węgla_{wkład}) - (\sum (DoDz_{produkty} * zawartość węgla_{produkty}) - (\sum (DoDz_{wyprowadzenie} * zawartość węgla_{wyprowadzenie}) - (\sum (DoDz_{zmiany w zapasach} * zawartość węgla_{zmiany w zapasach}) * 3,664$$

Dane dotyczące działalności - DoDz

Operator analizuje i uwzględnia w swoim sprawozdaniu przepływy masy do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany w stanie zapasów oddzielnie dla wszystkich odpowiednich paliw i materiałów.

Poziom 1	Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ±7,5%. Wszystkie inne przepływy masy paliw i materiałów do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ±2,5%.
Poziom 2	Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ±5,0%. Wszystkie inne przepływy masy paliw i materiałów do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ±2,5%.
Poziom 3	Przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż ±2,5%.
Poziom 4	Przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia

	pomiarowe, dla których maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 1,0\%$.
Zawartość węgla	
Poziom 1	Przy obliczaniu bilansu masy operator stosuje wytyczne zawarte w części 10 Załącznika 1 dotyczące reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych oraz ustalania zawartości węgla i frakcji biomasy w nich zawartej.
Zawartość energii	
Poziom 1	Dla celów konsekwentnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii w każdym strumieniu paliw i materiałów (wyrażoną jako wartość opałowa netto odpowiednich strumieni).
2. Emisje ze spalania	
Emisje ze spalania podlegają monitorowaniu zgodnie z postanowieniami Załącznika I.	
3. Emisje pochodzące z procesów technologicznych	
3. 1. Regeneracja urządzeń do krakowania i inne procesy regeneracji katalizatorów	
<p>Koks odkładający się w katalizatorze jako produkt uboczny procesu krakowania jest spalany w regeneratorze w celu przywrócenia działania katalizatora. Katalizator stosowany jest w dalszych procesach odbywających się w rafinerii, w związku z czym musi być poddany regeneracji, np. przez reformowanie katalityczne.</p> <p>Ilość CO₂ emitowanego w tym procesie oblicza się zgodnie z wytycznymi zawartymi w Załączniku II, przy czym jako dane dotyczące działalności podaje się ilość spalonego koksu, a zawartość węgla w koksie służy jako podstawa do obliczenia współczynnika emisji.</p> $E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2} * W_{kon}$ <p>gdzie: E_{CO₂} – emisja CO₂ DoDz – dane dotyczące działalności WE_{CO₂} – współczynnik emisji CO₂ W_{kon} – współczynnik konwersji</p>	
Dane dotyczące działalności - DoDz	
Poziom 1	Ilość koksu [t] spalonego z katalizatora w okresie sprawozdawczym, ustalona na podstawie wytycznych określających najlepsze praktyki przemysłowe dla danego procesu.
Poziom 2	Ilość koksu [t] spalonego z katalizatora w okresie sprawozdawczym, ustalona na podstawie bilansu ciepła i materiału w stosunku do krakowania katalitycznego.
Współczynnik emisji – WE_{CO₂}	
Poziom 1	Współczynnik emisji dla określonego rodzaju działalności [t CO ₂ /t koksu] na podstawie zawartości węgla w koksie, ustalony zgodnie z wytycznymi zawartymi w części 10 Załącznika 1.
Współczynnik konwersji - W_{kon}	
Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0
3. 2. Retorty do koksowania	
Upusty CO ₂ z komór spalania retort do koksowania fluidalnego i flexi cokers?? oblicza się w	

następujący sposób:

$$E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2}$$

gdzie:

E_{CO_2} – emisja CO₂

DoDz – dane dotyczące działalności

WE_{CO_2} – współczynnik emisji CO₂

Dane dotyczące działalności - **DoDz**

Poziom 1	Ilość koksu [t] wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą ważenia z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±5,0%.
----------	--

Poziom 2	Ilość koksu [t] wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą ważenia z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±2,5%.
----------	--

Współczynnik emisji – **WE_{CO2}**

Poziom 1	Konkretny współczynnik emisji [t CO ₂ /t koksu] na podstawie wytycznych określających najlepsze praktyki przemysłowe dla danego procesu.
----------	---

Poziom 2	Konkretny współczynnik emisji [t CO ₂ /t koksu] uzyskany na podstawie zmierzonej zawartości CO ₂ w gazach spalinowych, zgodnie z wytycznymi części 10 Załącznika 1.
----------	---

3.3 Produkcja wodoru w rafineriach

Emitowany CO₂ pochodzi z zawartości węgla w gazie zasilającym. Należy dokonać obliczenia emisji CO₂ w oparciu o dane na temat materiałów wkładowych.

$$E_{CO_2} = DoDz_{wkład} * WE_{CO_2}$$

gdzie:

E_{CO_2} – emisja CO₂

DoDz – dane dotyczące działalności

WE_{CO_2} – współczynnik emisji CO₂

Dane dotyczące działalności - **DoDz**

Poziom 1	Ilość węgłowodoru wkładowego [t wkład] przetworzonego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±7,5%.
----------	--

Poziom 2	Ilość węgłowodoru wkładowego [t wkład] przetworzonego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±2,5%.
----------	--

Współczynnik emisji

Poziom 1	Należy użyć wartości referencyjnej 2,9 t CO ₂ na t przetworzonego wkładu, na podstawie etanu.
----------	--

Poziom 2	Zastosowanie współczynnika emisji właściwego dla konkretnego rodzaju działalności [CO ₂ /t wkładu] obliczonego na podstawie zawartości węgla w gazie zasilającym, ustalonego zgodnie z wytycznymi części 10 Załącznika 1.
----------	--

D	POMIAR EMISJI CO₂
----------	-------------------------------------

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.
--

Załącznik III

PIECE KOKSOWNICZE

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
<p>Piece koksownicze mogą stanowić część stalowni, mając bezpośrednie połączenie techniczne z instalacjami spiekalniczymi oraz instalacjami służącymi wytwarzaniu surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania, powodujące intensywną wymianę energii i materiału (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks) co ma miejsce przy stałej pracy. Jeżeli, zgodnie z artykułami 4, 5 i 6 Dyrektywy, zezwolenie na instalację obejmuje całą stalownię, a nie tylko piece koksownicze, emisję CO₂ można również monitorować w całej stalowni przy użyciu metody bilansu masy.</p> <p>Jeżeli w instalacji prowadzi się odpylanie mokre gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z instalacji, lecz liczy się zgodnie z Załącznikiem I.</p>
B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
<p>Do źródeł emisji CO₂ w piecach koksowniczych należą:</p> <ul style="list-style-type: none">- surowce (węgiel lub koks naftowy)- paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny)- gaz powstały w wyniku procesu technologicznego (np. gaz wielkopiecowy BGF)- inne paliwa- odpylanie mokre gazów odlotowych.
C OBLICZANIE EMISJI CO₂
<p>Jeżeli piec koksowniczy jest integralną częścią stalowni, prowadzący instalację może obliczać emisje:</p> <ul style="list-style-type: none">a) - dla zintegrowanej stalowni jako całości, stosując metodę bilansu masy; lubb) - dla pieca koksowniczego jako odrębnej działalności zintegrowanej stalowni.
1. Metoda bilansu masy
<p>Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:</p> $E_{CO_2} = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) * W_{konCO_2/C}$ <p>gdzie:</p> <ul style="list-style-type: none">- E_{CO₂} – emisja CO₂- wsad [tC] - cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji,- produkty [tC] - cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, nie licząc obszaru bilansu masy,

- eksport [tC] - węgiel wydzielany z obszaru bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Wydzielanie nie obejmuje gazów cieplarnianych wypuszczanych do atmosfery.
- zmiany w zapasach [tC] - zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji.

Zatem obliczanie wygląda następująco:

$$E_{CO_2} [t CO_2] = (\sum (DoDz_{wsad}) * Zc_{wsad}) - \sum (DoDz_{produkty} * Zc_{produkty}) - \sum (DoDz_{eksport} * Zc_{eksport}) - \sum (DoDz_{zmiany\ zapasow} * Zc_{zmiany\ zapasow}) * 3,664$$

gdzie:

E CO₂ – emisja CO₂

DoDz – dane o działalności

Zc – zawartość węgla

Operator analizuje i składa sprawozdanie o masowych przepływach do i z instalacji oraz o odpowiednich zmianach zapasów wszystkich odnośnych paliw i materiałów, oddzielnie.

Poziom 1	Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masowe do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 7,5 % . Wszelkie inne masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 2,5 % .
Poziom 2	Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masowe do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 5,0 % . Wszelkie inne masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 2,5 % .
Poziom 3	Masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 2,5 % .
Poziom 4	Masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 1,0 % .

Zawartość węgla

Poziom 1	Obliczając bilans masy operator postępuje według postanowień ustępu 10 Załącznika 1 w zakresie pobierania reprezentatywnych próbek paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.
----------	---

Zawartość energii

Dla celów składania spójnego sprawozdania oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość cieplna netto danego strumienia).

2. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania odbywające się w piecach koksowniczych, w których nie używa się paliw (np. koksu, węgla i gazu ziemnego) jako środka redukującego ani nie biorą się z reakcji metalurgicznych są monitorowane i zgłaszane zgodnie z Załącznikiem I.

3. Emisje pochodzące z procesów technologicznych

W czasie procesu koksowania w komorze koksowniczej pieca koksowniczego po usunięciu powietrza węgiel przekształca się w koks oraz nie oczyszczony gaz koksowniczy (*crude COG*). Głównym materiałem wsadowym zawierającym węgiel/ strumieniem wsadu jest węgiel lecz mogą być odpady koksowe, koks naftowy, ropa naftowa (*oil*) oraz gaz powstający w czasie procesu technologicznego, taki jak gaz wielkopieczowy. Gaz wielkopieczowy, jako część produktu wyjściowego z procesu, zawiera wiele składników zawierających, między innymi dwutlenek węgla (CO₂), tlenek węgla (CO), metan (CH₄), węglowodór (C_xH_y).

Ogólną wielkość emisji pochodzącej z pieców koksowniczych oblicza się w sposób następujący:

$$E_{CO_2} [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{DoDz}_{\text{WEJŚCIE}} * \text{WE}_{\text{CO}_2\text{WEJŚCIE}}) - \Sigma (\text{DoDz}_{\text{WYJŚCIE}} * \text{WE}_{\text{CO}_2\text{WYJŚCIE}})$$

gdzie:

E_{CO_2} – emisja CO₂

DoDz – dane o działalności

WE_{CO_2} – współczynnik emisji

Dane dotyczące działalności - DoDz

Dane dotyczące działalności_{WEJŚCIE} mogą zawierać węgiel jako surowiec, odpady koksowe, ropę naftową (*oil*), gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy i tym podobne.

Dane dotyczące działalności_{WYJŚCIE} mogą zawierać koks, smołę koksowniczą, olej lekki, gaz wielkopieczowy, i tym podobne.

Paliwo stosowane jako wsad do procesu

Poziom 1	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 7,5 % .
Poziom 2	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 5,0 % .
Poziom 3	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 2,5 % .
Poziom 4	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 1,0 % .

Wartość cieplna netto

Poziom 1	Stosuje się charakterystyczne dla kraju wartości cieplne netto dla odpowiedniego paliwa, jak wymieniono w Załączniku 2.1 A3 1990 charakterystyczne dla kraju wartości cieplne netto „Przewodnik dobrej praktyki i zarządzanie niedokładnością w krajowych wykazach gazu cieplarnianego”. (http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm).												
Poziom 2	Stosuje się charakterystyczne dla kraju wartości cieplne netto dla odpowiedniego paliwa, według sprawozdania odpowiedniego Państwa Członkowskiego zamieszczonego w ostatnim krajowym wykazie, dostarczonym do Sekretariatu Narodów Zjednoczonych, dotyczącym Ramowej Konwencji w sprawie Zmian Klimatu.												
Poziom 3	Wartość cieplna netto odpowiadająca każdej partii paliwa w instalacji jest mierzona przez operatora, zakontraktowane laboratorium lub dostawcę paliwa. Zgodnie z postanowieniami Załącznika I.												
Współczynnik emisji – WE_{CO2}													
Poziom 1	Stosowane współczynniki odniesienia podane są w poniższej tabeli lub w Załączniku I.												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Współczynnik emisji [t CO₂/TJ]</th> <th>Źródło danych</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gaz koksowniczy (COG)</td> <td>47,7</td> <td>IPCC</td> </tr> <tr> <td>Gaz wielkopiecowy (BFG)</td> <td>241,8</td> <td>IPCC</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Współczynnik emisji [t CO ₂ /TJ]		Źródło danych	Gaz koksowniczy (COG)	47,7	IPCC	Gaz wielkopiecowy (BFG)	241,8	IPCC			
	Współczynnik emisji [t CO ₂ /TJ]		Źródło danych										
	Gaz koksowniczy (COG)	47,7	IPCC										
Gaz wielkopiecowy (BFG)	241,8	IPCC											
Poziom 2	Właściwe współczynniki emisji są określane zgodnie z postanowieniami podanymi w Załączniku 1.												

D	POMIAR EMISJI CO₂
----------	-------------------------------------

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.
--

Załącznik IV

PRAŻENIE I SPIEKANIE

A	ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
	Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z instalacji do prażenia rud metali oraz instalacji spiekalniczych.
	Instalacje do prażenia rud metali oraz instalacje spiekalnicze mogą stanowić część stalowni, mając bezpośrednie połączenie techniczne z piecami koksowniczymi oraz instalacjami do produkcji surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania, powodują one intensywną wymianę energii i materiału (na przykład gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) co ma miejsce przy stałej pracy.
	Jeżeli, zgodnie z artykułami 4, 5 i 6 Dyrektywy, zezwolenie na instalację obejmuje całą stalownię, a nie tylko instalacje do prażenia i spiekania, emisję CO ₂ można również monitorować w całej stalowni. W tym przypadku może być stosowana metoda bilansu masy.
	Jeżeli w instalacji prowadzi się odpylanie mokre gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części.
B	OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
	Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji z instalacji do prażenia rud metali oraz instalacji spiekalniczych należą:
	<ul style="list-style-type: none">- surowce (wypalanie wapienia i dolomitu)- paliwa konwencjonalne (gaz ziemny, koks/miał koksowy)- gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (np. gaz koksowniczy (COG) i gaz wielkopieczowy BGF),- pozostałości z procesu technologicznego używane jako materiał wsadowy w tym odfiltrowane pyły z zakładu spiekalniczego, konwertera i wielkiego pieca.- inne paliwa,- odpylanie mokre gazów odlotowych
C	OBLICZANIE EMISJI CO₂
	Prowadzący instalację może obliczać emisje stosując metodę bilansu masy; lub dla każdego źródła instalacji.
	1. Metoda bilansu masy
	Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:
	$E_{CO_2} [t CO_2] = (\text{wsad-produkty-eksport} - \text{zmiany zapasów}) * W_{konCO_2/C}$

gdzie:

- wsad [tC]: cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji,
- produkty [tC]: cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, nie licząc obszaru bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wydzielany z obszaru bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych wypuszczanych do atmosfery.
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji.

Zatem obliczanie wygląda następująco:

$$E_{CO_2} [t CO_2] = (\sum (DoDz_{wsad}) * \text{zawartość węgla}_{wsad}) - \sum (DoDz_{produkty} * \text{zawartość węgla}_{produkty}) - \sum (DoDz_{eksport} * \text{zawartość węgla}_{eksport})$$

Dane dotyczące działalności - DoDz

Operator analizuje i składa sprawozdanie o masowych przepływach do i z instalacji oraz o odpowiednich zmianach zapasów wszystkich odnośnych paliw i materiałów, oddzielnie.

Poziom 1	Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 7,5\%$. Wszelkie inne przepływy paliw oraz materiałów masowych do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.
Poziom 2	Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$. Wszelkie inne przepływy paliw i materiałów masowych do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.
Poziom 3	Przepływy masowe do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.
Poziom 4	Przepływy masowe do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 1,0\%$.

Zawartość węgla

Obliczając bilans masy postępuje się według postanowień Załącznika 1 w zakresie pobierania reprezentatywnych próbek paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

Zawartość energii

Dla celów składania spójnego sprawozdania oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość cieplna netto danego strumienia).

2. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania odbywające się w instalacjach do prażenia rud metali oraz instalacjach spiekalniczych są monitorowane i zgłaszane zgodnie z Załącznikiem I.

3. Emisje pochodzące z procesów technologicznych

W czasie procesu wypalania na ruszcie CO₂ jest uwalniane z materiałów wsadowych tj. z mieszaniny surowców (zwykle z węgla wapnia) oraz z powtórnie wykorzystywanych odpadów z procesu technologicznego. Dla każdego rodzaju używanych materiałów wsadowych ilość CO₂ oblicza się w następujący sposób:

$$E_{CO_2} = DoDz_{wsad\ do\ procesu} * WE_{CO_2} * W_{kon}$$

gdzie:

- E_{CO_2} – emisja CO₂,
- $DoDz$ – dane o działalności,
- WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂,
- W_{kon} – współczynnik konwersji.

Dane dotyczące działalności - $DoDz$

Poziom 1	Ilość [t] materiałów wsadowych - węglanów [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} lub $t_{CaCO_3-MgCO_3}$] oraz pozostałości po procesie technologicznym używane jako materiał wsadowy stosowany w procesie zważony przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$
Poziom 2	Ilość [t] materiałów wsadowych – węglanów [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} lub $t_{CaCO_3-MgCO_3}$] oraz pozostałości po procesie technologicznym używane jako materiał wsadowy stosowany w procesie zważony przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładnością mniejszą niż $\pm 2,5\%$

Współczynnik emisji – WE_{CO_2}

Dla węglanów należy stosować poniższe współczynniki:	
CaCO ₃	0,440 t CO ₂ /t CaCO ₃
MgCO ₃	0,522 t CO ₂ /t MgCO ₃

Wartości te są modyfikowane w zależności od zawartości wilgoci i skały płonnej (*gangue*) w stosowanym materiale zawierającym węglany. Dla pozostałości z procesu technologicznego: szczegółowe współczynniki są określane zgodnie z postanowieniami podanymi w Załączniku 1.

Współczynnik konwersji - W_{kon}

Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1.
Poziom 2	Szczegółowe współczynniki są określane zgodnie z postanowieniami podanymi w Załączniku 1, określającymi ilość węgla w wyprodukowanych spiekach oraz odfiltrowanych pyłach. W przypadku, gdy odfiltrowane pyły są ponownie wykorzystane w procesie technologicznym, ilość zawartego węgla [t] nie jest brana pod uwagę, aby uniknąć podwójnego liczenia.

D POMIAR EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.

Załącznik V

ŻELAZO I STAL

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Wytyczne podane w niniejszym Załączniku obejmują emisje pochodzące z instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, dotyczą wstępnej produkcji stali (w wielkich piecach (BF) i konwertorach tlenowych (BOF)) oraz produkcji wtórnej (w elektrycznych piecach łukowych (EAF)).
Instalacje do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, są integralną częścią stalowni powiązaną technicznie z piecami koksowniczymi oraz instalacjami spiekalniczymi.
Intensywna wymiana energii i materiału (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) ma miejsce przy stałej pracy. Jeżeli, zgodnie z artykułami 4, 5 i 6 Dyrektywy, zezwolenie na instalację obejmuje całą stalownię, a nie tylko wielkie piece, emisję CO ₂ można również monitorować w całej stalowni przy użyciu metody bilansu masy.
Jeżeli w instalacji prowadzi się odpylanie mokre gazów odlotowych a powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji wynikającej z procesu technologicznego, liczy się ją zgodnie z Załącznikiem I.

B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego należą: <ul style="list-style-type: none">- surowce (wypalanie wapienia i dolomitu)- paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny, węgiel, koks)- środki redukujące (koks, węgiel, tworzywa sztuczne, itd.)- gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (gaz koksowniczy/COG, gaz wielkopiecowy/BFG, gaz konwertorowy/BOFG),- zużycie grafitowych elektrod- inne paliwa- odpylanie mokre gazów odlotowych.

C OBLICZANIE EMISJI CO₂
1. Metoda bilansu masy
Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, przy użyciu następującego wzoru: $E_{CO_2} [t CO_2] = (\text{wsad-produkty-eksport} - \text{zmiany zapasów}) * W_{konCO_2/C}$

gdzie:

- wsad [tC]: cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji,
- produkty [tC]: cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, nie licząc obszaru bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wydzielany z obszaru bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Wydzielanie nie obejmuje gazów cieplarnianych wypuszczanych do atmosfery.
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji.

Zatem obliczanie wygląda następująco:

$$E_{CO_2} [t CO_2] = (\Sigma (DoDz_{wsad}) * zawartość węgla_{wsad}) - \Sigma (DoDz_{produkty} * zawartość węgla_{produkty}) - \Sigma (DoDz_{eksport} * zawartość węgla_{eksport}) - \Sigma (DoDz_{zmiany\ zapasów} * zawartość węgla_{zmiany\ zapasów}) * 3,664$$

gdzie:

- E_{CO_2} – emisja CO₂,
- $DoDz$ – dane dotyczące paliwa (zużyte paliwo i wartość kaloryczna paliwa netto),

Dane dotyczące działalności - $DoDz$

Poziom 1	Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 7,5\%$. Wszelkie inne masowe przepływy paliw i materiałów do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.
Poziom 2	Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$. Wszelkie inne masowe przepływy paliw i materiałów do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.
Poziom 3	Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.
Poziom 4	Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 1,0\%$.
Zawartość węgla	
Poziom 1	Obliczając bilans masy postępuje się według postanowień ustępu 10 Załącznika 1 w zakresie pobierania reprezentatywnych próbek paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.
Zawartość energii	

Poziom 1	Dla celów składania spójnego sprawozdania oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość cieplna netto danego strumienia).
2. Emisje pochodzące za spalania	
Procesy spalania mające miejsce w instalacjach do produkcji surówki oraz stali w tym do odlewania ciągłego, w których nie używa się paliw (np. koksu, węgla i gazu ziemnego) jako środków redukujących ani nie biorących się z reakcji metalurgicznych podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z Załącznikiem I.	
3. Emisje pochodzące z procesów technologicznych	
Instalacje do produkcji surówki oraz stali w tym do odlewania ciągłego normalnie cechują się kolejnością urządzeń (np. wielki piec, konwertor tlenowy, walcarka na gorąco) i te urządzenia często mają techniczne powiązanie z innymi instalacjami (np. piecem koksowniczym, instalacją spiekalniczą, instalacją energetyczną). W tych instalacjach stosowane są różne paliwa jako czynniki redukujące. Ogólnie instalacje te wytwarzają także gazy o różnym składzie pochodzące z procesu technologicznego (takie jak gaz koksowniczy/COG, gaz wielkopieczowy/BFG, gaz konwertorowy/BOFG).	
Całkowitą wielkość emisji pochodzącą z instalacji do produkcji surówki i stali oblicza się w sposób następujący:	
$E_{CO_2} [t CO_2] = \sum (DoDz_{WEJŚCIE} * WE_{CO_2WEJŚCIE}) - \sum (DoDz_{WYJŚCIE} * WE_{CO_2WYJŚCIE})$	
gdzie:	
<ul style="list-style-type: none"> - E_{CO_2} – emisja CO₂ - $DoDz$ – dane o działalności - WE_{CO_2} – współczynnik emisji 	
Dane dotyczące działalności - DoDz	
Poziom 1	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną, dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 7,5 % .
Poziom 2	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną, dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 5,0 % .
Poziom 3	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną, dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 2,5 % .
Poziom 4	Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż ± 1,0 % .

Współczynnik emisji – WE_{CO_2}			
Współczynnik emisji dla danych dotyczących działalności WYJŚCIE dotyczy ilości węgla nie zawierającego CO_2 (<i>non-CO_2 carbon</i>) na wyjściu procesu, który jest wyrażony jako tCO_2/t wyjścia dla uwydatnienia porównywalności.			
Poziom 1	Współczynniki odniesienia materiału wejściowego i wyjściowego – podane są poniższych tabelach.		
	Współczynniki odniesienia emisji dla materiału wejściowego		
	Współczynnik emisji		
	Źródło współczynnika emisji		
	Gaz koksowniczy	47,7 t CO_2/TJ	IPCC
	Gaz wielkopiecowy	241,8 t CO_2/TJ	IPCC
	Gaz konwertorowy (BOFG)	186,6 t CO_2/TJ	WBCSD/WRI
	Elektrody grafitowe	3,60 t CO_2/t elektroda	IPCC
	PET	2,24 t CO_2/t PET	WBCSD/WRI
	PE	2,85 t CO_2/t PE	WBCSD/WRI
	CaCO ₃	0,44 t CO_2/t CaCO ₃	Współczynnik stechiometryczny
	CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477 t CO_2/t CaCO ₃ -MgCO ₃	Współczynnik stechiometryczny
	Współczynniki odniesienia emisji dla materiału wyjściowego (podstawa- zawartość węgla)		
	Współczynnik emisji t CO_2/t		
Źródło współczynnika emisji			
Ruda	0	IPCC	
Surówka, złom surówki, wyroby z żelaza	0,1467	IPCC	
Złom stalowy, wyroby ze stali	0,0147	IPCC	
Poziom 2	Właściwy współczynnik emisji (t CO_2/t WEJŚCIE lub t WYJŚCIE) dla materiałów wejściowych i wyjściowych określany zgodnie z postanowieniami podanymi w Załączniku 1.		
Wartość cieplna netto			
Poziom 1	Operator stosuje charakterystyczne dla kraju wartości cieplne netto dla odpowiedniego paliwa, jak wymieniono w Załączniku 2.1 A3 „1990 charakterystyczne dla kraju wartości cieplne netto” 2000 IPCC „Przewodnik dobrej praktyki i zarządzanie niedokładnością w krajowych wykazach gazu cieplarnianego”. (http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm).		
Poziom 2	Stosuje się charakterystyczne dla kraju wartości cieplne netto dla odpowiedniego paliwa, według sprawozdania odpowiedniego Państwa Członkowskiego zamieszczonego w ostatnim krajowym wykazie, dostarczonym do Sekretariatu Narodów Zjednoczonych, dotyczącym Ramowej Konwencji w Sprawie Zmian Klimatu.		
Poziom 3	Wartość cieplna netto odpowiadająca każdej partii paliwa w instalacji jest mierzona przez prowadzącego instalację, zakontraktowane laboratorium lub dostawcę paliwa zgodnie z postanowieniami ustępu 10 Załącznika 1.		

D	POMIAR EMISJI CO_2
Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.	

Załącznik VI

CEMENT

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z instalacji do produkcji klinkieru cementowego.
Jeżeli w instalacji prowadzi się odpylanie mokre gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z procesów technologicznych z instalacji, lecz liczy się zgodnie z Załącznikiem I.
B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji produkujących cement należą: <ul style="list-style-type: none">- prażenie wapnia znajdującego się w surowcach- paliwa do wypalania z biomasy (odpady biomasy)- konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania- paliwa nie do wypalania- alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach i surowce- odpylanie mokre gazów odlotowych.
C OBLICZANIE EMISJI CO₂
1. Emisje z procesów spalania
Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw (np. węgla, koksu ponaftowego, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szerokiego zakresu paliw z odpadów) odbywające się w instalacjach do produkcji klinkieru cementowego, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie Załącznikiem I.
Emisje powodowane spalaniem treści organicznych (alternatywnych) surowców również podlegają obliczaniu zgodnie Załącznikiem I.
2. Emisje pochodzące z procesów technologicznych
W czasie prażenia w piecu do prażenia, z węglanów w mieszaninie surowców uwalniany jest CO ₂ . Z produkcją klinkieru bezpośrednio wiąże się wyprażanie CO ₂ .
2.1. CO₂ pochodzący z produkcji klinkieru
CO ₂ pochodzące z prażenia oblicza się na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru oraz zawartości CaO i MgO w klinkierze. Współczynnik emisji koryguje się dla już wyprażonego Ca i Mg wprowadzanego do pieca, na przykład poprzez popiół lotny lub alternatywne paliwa oraz surowce z odpowiednią zawartością CaO (na przykład osady ściekowe). Emisje oblicza się na podstawie ilości węglanów w procesie wejściowym (obliczanie metodą A), lub na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru (obliczanie metodą B). Obie te metody traktuje się jako równorzędne.
METODA A- węglany
Obliczanie węglanu polega na określeniu ilości węglanów w procesie wejścia. CO ₂ oblicza się stosując następujący wzór:

$$E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2} * W_{kon}$$

gdzie:

- E_{CO_2} – emisja CO₂ z klinkieru,
- $DoDz$ – dane o działalności,
- WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂,
- W_{kon} – współczynnik konwersji.

Dane dotyczące działalności - $DoDz$

Poziom 1	Ilość czystych węglanów (np. wapienia) zawartych w surowcu (<i>raw meal</i>) [t] na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie surowców z maksymalną dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 5,0\%$. Określenie ilości węglanów na podstawie składu odpowiednich surowców jest określane przez operatora na podstawie wytycznych dotyczących najlepszej przemysłowej praktyki.
Poziom 2	Ilość czystych węglanów (np. wapienia) zawartych w surowcu [t] w procesie wejścia na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie surowców z maksymalną dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 2,5\%$ dla procesu mierzenia surowców. Określenie ilości węglanów na podstawie składu odpowiednich surowców jest określane przez operatora zgodnie z Załącznikiem 1.

Współczynnik emisji – WE_{CO_2}

Poziom 1	Współczynniki stechiometryczne węglanów w procesie wejścia przedstawiono poniżej:
	CaCO ₃ 0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]
	MgCO ₃ 0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]

Współczynnik konwersji – W_{kon}

Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0
----------	-----------------------------

METODA B – produkcja klinkieru

Ta metoda obliczeń bazuje na ilości wyprodukowanego klinkieru. CO₂ liczy się według następującego wzoru:

$$E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2} * W_{kon}$$

gdzie:

- E_{CO_2} – emisja CO₂ z klinkieru,
- $DoDz$ – dane o działalności,
- WE_{CO_2} – wskaźnik emisji CO₂,
- W_{kon} - współczynnik konwersji.

Jeżeli emisja oszacowana jest na podstawie wielkości produkcji klinkieru należy uwzględnić CO₂ ulatniający się z pyłów pieca do wytwarzania cementu (*CKD – Cement Kiln Dust*), dla instalacji, z której ulatniają się te pyły. Emisje pochodzące z produkcji klinkieru oraz z pyłów pieca do wytwarzania cementu, należy obliczać oddzielnie oraz dodać do ogólnej wielkości emisji:

$$Emisje CO_2 \text{ proces_ogółem [t]} = emisjeCO_2 \text{ klinkier [t]} + emisjeCO_2 \text{ pyły [t]}$$

Dane dotyczące działalności - DoDZ							
Poziom 1	Ilość klinkieru [t] wyprodukowanego uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 5,0\%$ dla mierzonego procesu.						
Poziom 2a	Ilość klinkieru [t] wyprodukowanego uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 2,5\%$ dla mierzonego procesu.						
Poziom 2b	<p>Produkcję klinkieru [t] z produkcji cementu, określoną przez zważenie z dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 1,5\%$ dla mierzonego procesu, oblicza się przy użyciu następującego wzoru (bilans materiału, uwzględniając klinkier wysłany, dostawy klinkieru oraz różnice w zapasach klinkieru):</p> <p style="text-align: center;">Klinkier wyprodukowany [t] = (cement wyprodukowany [t] * stosunek klinkier/cement [t klinkier/t cement] - (klinkier dostarczony [t] + klinkier wysłany [t]) - (różnice zapasów klinkieru [t])</p> <p>Stosunek cement/klinkier oblicza się i stosuje się oddzielnie dla różnych rodzajów cementu produkowanych w konkretnej instalacji. Ilości klinkieru wysłanego i dostarczonego określa się z dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 2,5\%$ dla mierzonego procesu. Niedokładność określenia zmian zapasów w okresie sprawozdawczym wykazuje niedokładność mniejszą niż $\pm 10\%$.</p>						
Współczynnik emisji – WE_{CO2}							
Poziom 1	Współczynnik emisji: 0,525 t CO ₂ /t klinkieru.						
Poziom 2	<p>Współczynnik emisji oblicza się na podstawie bilansu CaO- i MgO-, przy założeniu, że część nie pochodziła z przetworzenia węglanów, ale była już zawarta w procesie wejściowym. Skład klinkieru i odpowiednich surowców określa się na podstawie przepisu ustępu 10 Załącznika I.</p> <p>Współczynnik emisji oblicza się przy użyciu następującego wzoru:</p> <p style="text-align: center;">Współczynnik emisji [t CO₂/t klinkier] = 0,785 * (Wyjście_{CaO} [t CaO/t klinkier] - Wejście_{CaO} /t materiał na wejściu)) + 1,092 * (Wyjście_{MgO} [t MgO/t klinkier] – Wejście_{MgO} [t MgO/t materiał na wejściu])</p> <p>Powyższy wzór wykorzystuje stechiometryczne frakcje CO₂/CaO CO₂/MgO przedstawione w poniższej tabeli:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">Stechiometryczne współczynniki emisji CaO i MgO (produkcja netto)</th> </tr> <tr> <th style="width: 50%;">Tlenki</th> <th style="width: 50%;">Współczynnik emisji</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="height: 100px;"> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	Stechiometryczne współczynniki emisji CaO i MgO (produkcja netto)		Tlenki	Współczynnik emisji		
Stechiometryczne współczynniki emisji CaO i MgO (produkcja netto)							
Tlenki	Współczynnik emisji						

	CaO	0,785 [t CO ₂ /CaO]
	MgO	1,092 [t CO ₂ /MgO]
Współczynnik konwersji - W_{kon}		
Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0	
2.2. Emisje powodowane zrzucanymi pyłami		
<p>CO₂ pochodzące ze zrzucanych pyłów obejściowych (<i>bypass dust</i>) oraz pyłów powstałych przy wypalaniu cementu (CKD), oblicza się na podstawie ilości zrzucanych pyłów oraz współczynnika emisji dla klinkieru, skorygowane przez częściowe wypalenie CKD. Zrzucone pyły obejściowe w przeciwieństwie do CKD traktowane są jako w pełni wypalone. Emisje należy obliczać jak przedstawiono poniżej:</p>		
$E_{CO_2} = DoDz * WE_{CO_2} * W_{kon}$		
gdzie:		
<ul style="list-style-type: none"> - E_{CO₂} – emisja CO₂ z pyłu, - DoDz – dane o działalności, - WE_{CO₂} – wskaźnik emisji CO₂, - W_{kon} - współczynnik konwersji. 		
Dane dotyczące działalności - DoDz		
Poziom 1	Ilość CKD lub pyłów obejściowych [t] zrzucanych w okresie sprawozdawczym określona przy pomocy ważenia z dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż ± 10,0 % dla mierzonego procesu.	
Poziom 2	Ilość CKD lub pyłów obejściowych [t] zrzucanych w okresie sprawozdawczym określona przy pomocy ważenia z dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż ± 5,0 % dla mierzonego procesu.	
Współczynnik emisji – WE_{CO₂}		
Poziom 1	Stosowane wartości odniesienia: 0,525 t CO ₂ na tonę klinkieru również dla CKD.	
Poziom 2	Współczynnik emisji [t CO ₂ /CKD oblicza się na podstawie stopnia prażenia CKD. Stosunek pomiędzy stopniem prażenia CKD a emisją CO ₂ na tonę CKD jest nieliniowy. Przybliża się go na podstawie następującego wzoru:	
	$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} * d}{1 - \frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} * d}$	
	Gdzie:	
	EF _{CKD} = współczynnik emisji z częściowo wyprażonych pyłów z pieca cementowego [t CO ₂ /t CKD]	
	EF _{Cli} = Określony współczynnik emisji z instalacji do klinkieru [CO ₂ /t klinkier],	
	d = stopień wyprażenia CKD (uwolniony CO ₂ jako % całkowitej ilości CO ₂ z węglanów w mieszaninie surowców).	

D	POMIAR EMISJI CO₂
----------	-------------------------------------

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.
--

25-e/10zb

Załącznik VII

WAPNO

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z instalacji do produkcji wapna.
Jeżeli w instalacji prowadzi się odpylanie gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z instalacji, lecz liczy się ją zgodnie z Załącznikiem I.
B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji do produkcji wapna należą: <ul style="list-style-type: none">- prażenie wapienia i dolomitu znajdujących się w surowcach- konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania- alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach i surowce- paliwa do wypalania z biomasy (odpady biomasy)- inne paliwa- odpylanie mokre gazów odlotowych.
C OBLICZANIE EMISJI CO₂
1. Emisje z procesów spalania
Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw (np. węgla, koksu ponaftowego, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szeroki zakres gazów odlotowych odbywające się w instalacji do produkcji wapna podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie Załącznikiem I. Emisje powodowane spalaniem treści organicznych (alternatywnych) surowców również podlegają obliczaniu zgodnie Załącznikiem II.
2. Emisje z procesów technologicznych
W czasie prażenia w piecu do prażenia, z węglanów w surowcach uwalniany jest CO ₂ . Z produkcją wapna bezpośrednio wiąże się wyprażanie CO ₂ . Na poziomie instalacji wyprażanie CO ₂ można obliczać na dwa sposoby: na podstawie ilości węglanów z surowców (głównie wapienia, dolomitu) przetworzonych w procesie technologicznym (obliczanie metodą A), lub na podstawie ilości tlenków alkalicznych w produkowanym wapie (obliczanie metodą B). Obie te metody traktuje się jako równorzędne.
METADA A - węglany
Obliczanie węglanu polega na obliczeniu zużytej ilości węglanów. Stosuje się następujący wzór: $E_{CO_2} [tCO_2] = \sum \{ \mathbf{DoDz}_{\text{węglany WEJŚCIE}} - \mathbf{DoDz}_{\text{węglany WYJŚCIE}} \} * \mathbf{WE}_{CO_2} * \mathbf{W}_{kon}$
Dane dotyczące działalności - DoDz
Dane dotyczące działalności _{węglany WEJŚCIE} oraz dane dotyczące działalności _{węglany WYJŚCIE} to ilości [t] CaCO ₃ , MgCO ₃ , lub ziem alkalicznych lub alkaliczne węglany, stosowane w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1	Ilość czystych węglanów (np. wapień) [t] na wejściu procesu i w produkcie w okresie sprawozdawczym ważona z maksymalną dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 5,0\%$ dla procesu mierzenia surowców. Skład odpowiednich surowców i produktu jest określany na podstawie wytycznych dotyczących najlepszej przemysłowej praktyki.
Poziom 2	Ilość czystych węglanów (np. wapień) [t] na wejściu procesu i w produkcie w okresie sprawozdawczym ważona z maksymalną dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 2,5\%$ dla procesu mierzenia surowców. Skład odpowiednich surowców i produktu jest określany przez operatora zgodnie z Załącznikiem 1.

Współczynnik emisji – WE_{CO_2}

Poziom 1	Stosunek stechiometryczny węglanów w procesie wejścia i wyjścia pokazano w poniższej tabeli.		
	węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t Ca-, Mg- lub inny węglan]	uwagi
	CaCO ₃	0,440	
	MgCO ₃	0,522	
	Ogólnie $X_y (CO_3)_z$	Współczynnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3}^{2-}]\}}$	<p>X = ziemia alkaliczna lub metale alkaliczne</p> <p>M_x = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M_{CO₂} = masa cząsteczkowa CO₂ = 44 [g/mol]</p> <p>M_{CO₃}²⁻ = masa cząsteczkowa CO₃²⁻ = 60 [g/mol]</p> <p>Y = Liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = Liczba stechiometryczna CO₃²⁻ = 1</p>

Współczynnik konwersji - W_{kon}

Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0
----------	-----------------------------

METODA B- tlenki ziem alkalicznych

CO₂ liczy się na podstawie ilości CaO, MgO oraz zawartości innych ziem alkalicznych/tlenków alkalicznych w produkowanym wapnie. Należy wziąć pod uwagę już wyprażone Ca i Mg wchodzące do pieca do wyprażania, na przykład poprzez popioły lotne lub alternatywne paliwa i surowce z odpowiednią zawartością CaO lub Mg.

Do obliczania stosuje się następujący wzór:

$$E_{CO_2} [tCO_2] = \Sigma \{ (DoDz_{tlenki alkaliczne WYJŚCIE} - DoDz_{tlenki alkaliczne WEJŚCIE}) * WE_{CO_2} * W_{kon} \}$$

Dane dotyczące działalności - $DoDz$

Określenie „dane dotyczące działalności_O WYJŚCIE - dane dotyczące działalności_O WEJŚCIE” oznacza całą ilość [t] CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych

przetworzonych z odpowiednich węglanów w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1	Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] w produkcie oraz we wsadzie do procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dozwoloną niedokładnością $\pm 5,0\%$ dla mierzonego procesu i stosując wytyczne dotyczące najlepszej przemysłowej praktyki obejmującej skład odpowiednich rodzajów produktów oraz surowców.
Poziom 2	Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] w produkcie oraz we wsadzie do procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dozwoloną niedokładnością $\pm 2,5\%$ dla mierzonego procesu i analiz składu podanych w ustępie 10 Załącznika 1.

Współczynnik emisji – WE_{CO_2}

Poziom 1	Współczynniki stechiometryczne tlenków w procesie wejścia i wyjścia pokazano w poniższej tabeli:		
	węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂] / [t Ca-, Mg- lub inny tlenek]	uwagi
	CaCO ₃	0,440	
	MgCO ₃	0,522	
	Ogólnie: X _y (O) _z	Współczynnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]}{(Y * [M_z] + Z * [M_o])}$	X = ziemie alkaliczne lub metale ziem alkalicznych M _z = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _o = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla O = 1

Współczynnik konwersji - W_{kon}

Poziom 1	Czynnik konwersji = 1,0
----------	-------------------------

D POMIAR EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.

25-f/10zb

Załącznik VIII

SZKŁO

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z instalacji do produkcji szkła.
Jeżeli w instalacji prowadzi się odpylanie mokre gazów odlotowych, a powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z instalacji, należy ją liczyć zgodnie z Załącznikiem I.
B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji produkujących szkło należą: <ul style="list-style-type: none">- topienie węglanów alkalicznych i metali ziem alkalicznych w surowcach- wypalanie konwencjonalnych paliw kopalnych- wypalanie alternatywnych paliw bazujących na kopalinach i surowcach- wypalanie paliw z biomasy (odpady biomasy)- inne paliwa- dodatki zawierające węgiel w tym koks oraz pył węglowy- odpylanie mokre gazów odlotowych.
C OBLICZANIE EMISJI CO₂
1. Emisje z procesów spalania
Procesy spalania, które występują w instalacjach do produkcji szkła podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie Załącznikiem I.
2. Emisje z procesów technologicznych
CO ₂ jest uwalniany z węglanów, zawartych w surowcach, w czasie topienia w piecach do topienia, oraz z neutralizacji HF, HCl i SO ₂ w gazach spalinowych wapieniem lub innymi węglanami. Emisje pochodzące z rozpadu węglanów w procesie topienia i odpylania stanowią część emisji pochodzącej z instalacji. Dodaje się je do ogólnej wielkości emisji, ale w miarę możliwości, oddzielnie podaje się je w sprawozdaniu.
CO ₂ uwolniony z węglanów w surowcach w czasie topienia w piecu jest bezpośrednio związane z produkcją szkła, a może być obliczane w dwojaki sposób: na podstawie przetworzonej ilości węglanów z surowców – głównie z sody, wapna/wapienia, dolomitu i innych węglanów alkalicznych i węglanów ziem alkalicznych, uzupełnionych szkłem z odzysku (stłuczka) – (metoda obliczania A), lub na podstawie ilości tlenków alkalicznych w wyprodukowanym szkłe (metoda obliczania B). Obie te metody obliczania traktuje się jako równorzędne.
METODA A - węglany
Obliczanie węglanu polega na obliczeniu ilości zużytych węglanów. Stosuje się następujący wzór:

$$E_{CO_2} [t CO_2] = (\Sigma (D_{oDz}_{w\acute{e}glany} * W_{E_{CO_2}} + \Sigma (Dodatki * W_{E_{CO_2}})) * W_{kon}$$

Dane dotyczące działalności - D_{oDz}

Dane dotyczące działalności_{węglany} to ilość [t] CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, Ba CO₃, lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych w surowcach (soda, wapno/wapień, dolomit) przerobionych w okresie sprawozdawczym, jak również ilość dodatków zawierających węgiel.

Poziom 1	Masa CaCO ₃ , MgCO ₃ , Na ₂ CO ₃ , Ba CO ₃ , lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych oraz masa dodatków zawierających węgiel [t] w procesie wejścia, w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie odpowiedniego surowca, przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną niedokładnością ± 2,5% dla mierzonego procesu oraz dane dotyczące składu podane w wytycznych dotyczących najlepszej przemysłowej praktyki dla odpowiednich rodzajów produktów.
Poziom 2	Masa CaCO ₃ , MgCO ₃ , Na ₂ CO ₃ , Ba CO ₃ , lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych oraz masa dodatków zawierających węgiel [t] w procesie wejścia w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną niedokładnością ± 1,0% dla mierzonego procesu oraz analizy składu zgodnie z postanowieniami podanymi w Załączniku 1.

Współczynnik emisji – W_{E_{CO2}}

Poziom 1	Węglany		
	Współczynniki stechiometryczne węglanów w procesie wejścia i wyjścia pokazano w tabeli:		
	węglany	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t Ca-, Mg-, Na-, Ba-, lub inne węglany]	uwagi
	CaCO ₃	0,440	
	MgCO ₃	0,522	
	Na ₂ CO ₃	0,415	
	BaCO ₃	0,223	

	Ogólnie: $X_y (CO_3)_z$	Współczynnik emisji $= [M_{CO_2}] / (Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}])$	<p>X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne</p> <p>M_x = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M_{CO_2} = masa cząsteczkowa $CO_2 = 44$[g/mol]</p> <p>M_o = masa cząsteczkowa O =16 [g/mol}</p> <p>$M_{CO_3^{2-}}$ = masa cząsteczkowa $CO_3^{2-} = 60$[g/mol]</p> <p>Y = liczba stechiometryczna dla X</p> <p>= 1 (dla metali ziem alkalicznych)</p> <p>= 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = liczba stechiometryczna dla CO_3^{2-}</p> <p>= 1</p>
Wartości te koryguje się w zależności od zawartości wilgoci i skał płonnych w stosowanym materiale węglanów.			
Dodatki			
Konkretny współczynnik emisji określony zgodnie z postawieniami podanymi w Załączniku 1.			
Współczynnik konwersji – W_{kon}			
Poziom 1	Współczynnik konwersji = 1,0		
METODA B – tlenki alkaliczne			
<p>Emisje CO_2 oblicza się na podstawie ilości wyprodukowanego szkła oraz na podstawie ilości CaO, MgO, Na_2O, BaO oraz innych ziem alkalicznych / składników alkalicznych szkła (dane dotyczące działalności_{O WYJŚCIE}). Współczynnik emisji jest korygowany dla Ca, Mg, Na, Ba oraz innych ziem alkalicznych/alkali wprowadzanych do pieca nie jako węglany, a na przykład poprzez odzyskiwanie szkła oraz jako alternatywne paliwa i surowce z odpowiednią ilością CaO, MgO, Na_2O, BaO, lub innych ziem alkalicznych/tlenków alkalicznych (dane dotyczące działalności_{O WEJŚCIE}).</p> <p>Do obliczeń stosuje się następujący wzór:</p> $E_{CO_2} [t CO_2] = (\sum (DoDz_{O WYJŚCIE} - DoDz_{O WEJŚCIE}) * WE_{CO_2}) + \sum (dodatki * WE_{CO_2}) * W_{kon}$			
Dane dotyczące działalności - $DoDz$			
Pojęcie „dane dotyczące działalności _{O WYJŚCIE} - dane dotyczące działalności _{O WEJŚCIE} ” oznacza masę [t] CaO, MgO, Na_2O , BaO lub innych ziem alkalicznych			
Poziom 1	Ilość [t] CaO, MgO, Na_2O , BaO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych użytych w okresie sprawozdawczym w procesie		

	wejściowym oraz w produktach, oraz ilość dodatków zawierających węgiel, określona przez pomiary materiałów wejściowych oraz produktów na poziomie instalacji, z dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 2,5\%$ dla mierzonego procesu oraz dane dotyczące składu podane w wytycznych dotyczących najlepszej praktyki przemysłowej dla odpowiednich produktów i surowców.	
Poziom 2	Ilość [t] CaO, MgO, Na ₂ O, BaO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych użytych w okresie sprawozdawczym w procesie wejściowym oraz w produktach, oraz ilość dodatków zawierających węgiel, określona przez pomiary materiałów wejściowych oraz produktów na poziomie instalacji, z dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż $\pm 1,0\%$ dla mierzonego procesu oraz analizy składu zgodnie z postanowieniami podanymi w ustępie 10 Załącznika 1.	
Współczynnik emisji – WE_{CO2}		
Poziom 1	Węglany	
	Współczynniki stechiometryczne tlenków w procesie wejścia i wyjścia jak przedstawiono w poniższej tabeli:	
	tlenki	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t Ca-, Mg-, Na-, Ba-, lub inne tlenki]
	CaO	0,785
	MgO	1,092
	Na ₂ O	0,710
	BaO	0,287
	Ogólnie: X _y (O) _z	Współczynnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_z] + Z * [M_o]\}}$
		X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne M _z = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _o = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla O = 1
Dodatki		
Konkretne współczynniki emisji określone na podstawie postanowień ustępu 10 Załącznika 1.		
Współczynnik konwersji - W_{kon}		
Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0	

D	POMIAR EMISJI CO₂
----------	-------------------------------------

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.
--

25-g/10zb

Załącznik IX

CERAMIKA

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych.
Brak szczegółowych treści dotyczących zakresu.

B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji produkujących wyroby ceramiczne należą: <ul style="list-style-type: none">- prażenie wapienia/dolomitu znajdującego się w surowcach,- wapień do redukcji substancji zanieczyszczających powietrze ,- konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania,- alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach i surowce,- paliwa do wypalania z biomasy (odpady biomasy),- inne paliwa- materiały organiczne w surowcach glinianych,- dodatki stosowane do wywołania porowatości, np. trociny lub polistyren,- odpylanie mokre gazów odlotowych.

C OBLICZANIE EMISJI CO₂
1. Emisje z procesów spalania
Procesy spalania, które występują w instalacjach do produkcji wyrobów ceramicznych podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie Załącznikiem I.
2. Emisje pochodzące z procesów technologicznych
CO ₂ jest uwalniany w procesie wypalania surowców w piecu do wypalania oraz z neutralizacji HF, HCl i SO ₂ w gazach spalinowych wapieniem lub innymi węglanami. Emisje pochodzące z rozpadu węglanów w procesie wypalania i odpylania stanowią część emisji pochodzącej z instalacji. Dodaje się je do ogólnej wielkości emisji, ale ujmowane są w sprawozdaniach, jeśli to możliwe, oddzielnie. Do obliczania stosuje się następujący wzór: $\text{Emisja CO}_2 \text{ całkowita [t]} = \text{Emisja CO}_2 \text{ materiał wsadowy [t]} + \text{Emisja CO}_2 \text{ odpylanie [t]}$
2.1. CO₂ pochodzący z materiałów wsadowych.
CO ₂ pochodzący z węglanów oraz z węgla zawartego w innych materiałach wsadowych oblicza się albo metodą opartą na ilości węglanów w surowcach (głównie wapień, dolomit) przetworzonych w procesie technologicznym (metoda obliczania A), lub stosując metodologię opartą tlenkach alkalicznych w wyprodukowanej ceramice (metoda obliczania

B). Te dwa podejścia uważane są za równoważne.			
METADA A - węglany			
<p>Obliczenie oparte jest na węglanach w materiale wsadowym, włączając w to ilość wapienia stosowanego do neutralizacji HF, HCl i SO₂ w gazach spalinowych, jak również na węglu zawartym w dodatkach. Unika się podwójnego liczenia w procesie wewnętrznego recyklingu pyłów.</p> <p>Do obliczeń stosuje się następujący wzór:</p> $E_{CO_2} [t CO_2] = (\sum \{DoDz_{węglany} * WE_{CO_2}\} + \sum \{DoDz_{dodatki} * WE_{CO_2}\}) * W_{kon}$			
Dane dotyczące działalności - DoDz			
Dane dotyczące działalności _{węglany} w okresie sprawozdawczym to ilość [t] CaCO ₃ , MgCO ₃ , lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych w surowcach (wapień/dolomit) i ich koncentracje CO ₃ ²⁻ , jak również ilość węgla [t] zawartego w dodatkach.			
Poziom 1	Masa CaCO ₃ , MgCO ₃ , lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych [t] oraz ilość [t] węgla zawartego w dodatkach w procesie wejścia w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną niedokładnością ± 2,5 % dla mierzonego procesu oraz dane dotyczące składu podane w wytycznych na temat najlepszej przemysłowej praktyki dotyczących określonych rodzajów produktów .		
Poziom 2	Masa CaCO ₃ , MgCO ₃ , lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych [t] oraz ilość [t] węgla zawartego w dodatkach w procesie wejścia w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną niedokładnością ± 1,0 % dla mierzonego procesu oraz analizy składu zgodne z postanowieniami podanymi w ustępie 10 Załącznika 1.		
Współczynnik emisji – WE_{CO2}			
Poziom 1	Węglany		
	Stosunek stechiometryczny tlenków w procesie wejścia i wyjścia pokazano w poniższej tabeli:		
	węglany	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t Ca-, Mg-, lub inne węglany]	uwagi
	CaCO ₃	0,440	
	MgCO ₃	0,522	

	<p>Ogólnie: $X_y (CO_3)_z$</p>	<p>Współczynnik emisji $= [M_{CO_2}] / \{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}$</p>	<p>X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne M_x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M_{CO_2} = masa cząsteczkowa $CO_2 = 44$ [g/mol] $M_{CO_3^{2-}}$ = masa cząsteczkowa $CO_3^{2-} = 60$ [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla $CO_3^{2-} = 1$</p>
<p>Wartości te koryguje się w zależności od zawartości wilgoci i skał płonnych (<i>gongue</i>) w stosowanych materiałach zawierających węglany.</p>			
<p>Dodatki Konkretny współczynnik emisji określony na podstawie ustępu 10 Załącznika 1.</p>			
<p>Współczynnik konwersji – W_{kon}</p>			
<p>Poziom 1</p>	<p>Współczynnik konwersji = 1,0</p>		
<p>METODA B - tlenki alkaliczne</p>			
<p>CO_2 powstałe przy wypalaniu jest obliczane na podstawie ilości wyprodukowanej ceramiki oraz CaO, MgO oraz innych tlenków alkalicznych (ziem) zawartych w ceramice (dane dotyczące działalności_{O WYJŚCIE}). Współczynnik emisji jest korygowany dla już wypalonych Ca, Mg oraz innych ziem alkalicznych/alkalicznych składników wprowadzonych do pieca (dane dotyczące działalności_{O WEJŚCIE}), np. alternatywne paliwa i surowce z odpowiednią zawartością CaO lub MgO. Emisje wynikające redukcji HF, HCl lub SO_2 oblicza się na podstawie wsadu węglanów, zgodnie z procedurami podanymi w metodzie obliczeń A.</p> <p>Do obliczeń stosuje się następujący wzór:</p> $E_{CO_2} [t CO_2] = \Sigma \{ [(DoDz_{O WYJŚCIE} - DoDz_{O WEJŚCIE}) * WE_{CO_2} * WE_{CO_2}] \} + (E_{CO_2} \text{ z redukcji HF, HCl})$			
<p>Dane dotyczące działalności - $DoDz$</p>			
<p>Termin „dane dotyczące działalności_{O WEJŚCIE} - dane dotyczące działalności_{O WYJŚCIE}” oznacza ilości [t] CaO, MgO, lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych</p>			

przetworzonych z węglanów w okresie sprawozdawczym.		
Poziom 1	Masa CaO , MgO, lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] w procesie wejścia i w wyrobach w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalną dopuszczalną niedokładnością $\pm 2,5$ % dla mierzonego procesu oraz dane dotyczące składu podane w wytycznych na temat najlepszej przemysłowej praktyki dotyczących określonych rodzajów produktów i surowców.	
Poziom 2	Masa CaO , MgO, lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] w procesie wejścia i w wyrobach w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalną dopuszczalną niedokładnością $\pm 1,0$ % dla mierzonego procesu oraz analizy składu zgodnie z postanowieniami podanymi w ustępie 10 Załącznika 1.	
Współczynnik emisji – WE_{CO_2}		
Poziom 1	Stosuje się stechiometryczne współczynniki tlenków w procesie wejścia i wyjścia, podane w poniższej tabeli:	
	węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂] / [t Ca-, Mg- lub inne tlenki]
	CaO	0,785
	MgO	1,092
	Ogólnie: $X_y(O)_z$	Współczynnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_o]\}}$
		<p>X = ziemie alkaliczne lub metale ziem alkalicznych</p> <p>M_x = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M_{CO_2} = masa cząsteczkowa CO₂ = 44 [g/mol]</p> <p>M_o = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol]</p> <p>Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = liczba stechiometryczna dla O = 1</p>
Współczynnik konwersji - W_{kon}		
Poziom 1	Współczynnik konwersji = 1,0	
2.2. CO₂ z oczyszczanych gazów spalinowych		
CO ₂ wynikające z oczyszczania gazów spalinowych jest obliczane na podstawie ilości CaCO ₃ na wejściu. Stosuje się następujący wzór:		
$E_{CO_2} [t CO_2] = D_o D_z * WE_{CO_2} * W_{kon}$		
Dane dotyczące działalności - $D_o D_z$		

Poziom 1	Ilość [t] suchego CaCO ₃ stosowanego w okresie sprawozdawczym określona przez zważenie przez operatora lub dostawcę z maksymalną dozwoloną niedokładnością mniejszą $\pm 2,5$ % dla mierzonego procesu.
Poziom 2	Ilość [t] suchego CaCO ₃ stosowanego w okresie sprawozdawczym określona przez zważenie przez operatora lub dostawcę z maksymalną dozwoloną niedokładnością mniejszą $\pm 1,0$ % dla mierzonego procesu.
Współczynnik emisji – WE_{CO_2}	
Poziom 1	Współczynniki stechiometryczne CaCO ₃ jak pokazano w tabeli.
Współczynnik konwersji - W_{kon}	
Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0

D	POMIAR EMISJI CO₂
----------	-------------------------------------

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku 1.
--

Załącznik X

CELULOZA I PAPIER

A ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ
Zawarte w niniejszym Załączniku zasady służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji dwutlenku węgla z instalacji do produkcji wapna.
Jeżeli dana instalacja eksportuje CO ₂ pochodzący z paliwa kopalnego, na przykład do przyległej instalacji produkującej wytrącony węglan wapnia (PCC), eksportu takiego nie zalicza się do emisji z instalacji eksportującej.
Jeżeli w danej instalacji dokonuje się przemycania gazu, a emisji pochodnych od tego procesu nie wlicza się do emisji z procesów dokonywanych w tej instalacji, ich wielkość oblicza się zgodnie z wytycznymi zawartymi w Załączniku I.

B OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
Do źródeł emisji CO ₂ z instalacji w zakładach produkcji celulozy i papieru należą:
<ul style="list-style-type: none">- kotły energetyczne, turbiny gazowe i inne urządzenia służące do procesów spalania, wytwarzające parę lub energię dla papierni- kotły regeneracyjne i inne urządzenia, w których spala się zużyte alkohole stosowane do rozcierania pulpy celulozowej- piece do spopielania- piece do prażenia wapienia i piece do kalcynacji- przemycanie gazów spalinowych- suszarki zasilane gazem lub innym paliwem kopalnym (takie jak suszarki na podczerwień).
Oczyszczanie ścieków i wysypiska, włącznie z beztlenowym oczyszczaniem ścieków lub fermentacji i wysypiskami, na które usuwa się odpady z papierni, nie są wymienione w Załączniku I do Dyrektywy, w związku z czym ich emisje nie są objęte zakresem postanowień Dyrektywy.

C OBLICZANIE EMISJI CO₂
1. Emisje z procesów spalania
Emisje pochodzące z procesów spalania zachodzących w instalacjach zakładów produkcji celulozy i papieru podlegają monitorowaniu zgodnie z postanowieniami Załącznika I.
2. Emisje pochodzące z procesów technologicznych
Emisje CO ₂ w zakładach produkcji celulozy i papieru są wynikiem użycia węglanów jako uzupełnianych związków chemicznych. Co prawda straty sodu i wapnia powstające w systemie odzyskiwania i w obrębie procesu kaustyzacji są z reguły rekompensowane przez zastosowanie środków chemicznych nie zawierających węglanów, niemniej czasami używa się niewielkich ilości węglanu wapnia (CaCO ₃) i węglanu sodu (Na ₂ CO ₃), powodujących emisje CO ₂ . Węgiel zawarty w tych związkach chemicznych jest zazwyczaj węglem pochodzenia kopalnego, chociaż w niektórych wypadkach (np. Na ₂ CO ₃ kupowany od zakładów stosujących procesy półchemiczne na bazie sodu) zdarza się, że jest to węgiel

pochodzący z biomasy.	
Przyjmuje się, że węgiel zawarty w tych związkach chemicznych emitowany jest w postaci CO ₂ z pieców do prażenia wapienia i kotłów regeneracyjnych. Wielkość tych emisji ustala się zakładając, że cały węgiel zawarty w CaCO ₃ i Na ₂ CO ₃ , stosowany w procesach odzyskiwania i kaustyzacji, wypuszczany jest do atmosfery.	
Uzupełnianie wapienia jest niezbędne ze względu na straty powstające w procesie kaustyzacji, w przeważającej części w postaci węglanu wapnia.	
Wielkość emisji CO ₂ oblicza się następująco:	
$E_{CO_2} = \Sigma \{ (D_oDz_{\text{węglan}} * W_{E_{CO_2}} * W_{kon}) \}$	
Dane dotyczące działalności - D_{oDz}	
Dane dotyczące działalności _{węgiel} są to ilości CaCO ₃ i Na ₂ CO ₃ użytych w procesie.	
Poziom 1	Ilości [t] CaCO ₃ i Na ₂ CO ₃ użytych w procesie, ważone przez operatora lub dostawcę przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±2,5%.
Poziom 2	Ilości [t] CaCO ₃ i Na ₂ CO ₃ użytych w procesie, ważone przez operatora lub dostawcę przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±1,0%.
Współczynnik emisji – W_{E_{CO2}}	
Poziom 1	Współczynniki stechiometryczne [t _{CO2} /t _{Na2Cs}] dla węglanów nie pochodzących z biomasy przedstawione w tabeli 1. Węglany pochodzące z biomasy waży się ze współczynnikiem emisji wynoszącym 0 [t CO ₂ /t Węglanu].
	Typ i pochodzenie węglanu
	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t węglanu]
	CaCO ₃ jako związek uzupełniany w zakładach produkcji papieru
	0,440
	Na ₂ CO ₃ jako związek uzupełniany w zakładach produkcji papieru
	0,415
	CaCO ₃ pochodzący z biomasy
	0,0
	Na ₂ CO ₃ pochodzący z biomasy
	0,0
	Wartości te koryguje się ze względu na odpowiednią wilgotność i zawartość skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.
Współczynnik konwersji – W_{kon}	
Poziom 1	Współczynnik konwersji: 1,0
D POMIAR EMISJI CO₂	
Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w Załączniku I.	

25-i/10zb

Forma, układ oraz zakres informacji zawartych w raporcie rocznym

Format sprawozdań stosuje się jako podstawę do przedstawiania danych ilościowych.

Sprawozdania podlegają weryfikacji zgodnie ze szczegółowymi wymogami ustalonymi przez państwo członkowskie zgodnie z postanowieniami Załącznika V do Dyrektywy.

Operator przedstawia właściwym władzom zweryfikowane sprawozdanie dotyczące wielkości emisji w danym roku w terminie do dnia 31 marca roku następnego.

Sprawozdania na temat emisji są przechowywane przez właściwe władze i udostępniane przez te władze opinii publicznej zgodnie z przepisami określonymi w Dyrektywie 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 stycznia 2003 r. o publicznym dostępie do informacji o stanie środowiska naturalnego, uchylającej Dyrektywę Rady 90/313/EWG¹. Odnośnie stosowania wyjątku określonego w art. 4 ust. 2 lit. d) tejże Dyrektywy, operatorzy mogą wskazywać w przedstawianych przez siebie sprawozdaniach, które informacje winny ich zdaniem zostać objęte klauzulą poufności jako strategicznie ważne pod względem handlowym.

Operator zobowiązany jest zawrzeć w sprawozdaniu na temat instalacji następujące informacje:

1. dane identyfikujące instalację, określone w Załączniku IV do Dyrektywy oraz swój indywidualny numer zezwolenia;
2. w odniesieniu do wszystkich źródeł: łączne wielkości emisji, wybraną metodę (pomiar czy obliczenia), wybrane poziomy i (w odpowiednich wypadkach) metodę, dane na temat działalności², współczynniki emisji³ oraz współczynniki utleniania/współczynniki konwersji⁴. W sytuacji, jeżeli stosuje się bilans masy, operatorzy uwzględniają w sprawozdaniach przepływ masy, zawartość węgla i energii dla każdego rodzaju paliwa oraz strumień materiałów wchodzących do i wychodzących z danej instalacji i ich zapasy;
3. okresowe lub stałe zmiany poziomów, przyczyny wprowadzenia tych zmian, początkowe daty, od których następują zmiany oraz początkowe i końcowe daty zmian okresowych;
4. wszelkie inne zmiany zachodzące w instalacji w okresie sprawozdawczym, które mogą być istotne dla sprawozdania na temat emisji.

Informacje, które należy podawać w ramach powyższych punktów 3 i 4 oraz informacje uzupełniające odnoszące się do punktu 2 nie nadają się do prezentacji w postaci tabelarycznej formatu sprawozdania, w związku z czym należy je włączać do rocznych sprawozdań na temat emisji w formie zwykłego tekstu.

Następujące pozycje, których nie uwzględnia się w kategoriach emisji, podaje się jako pozycje dodatkowe:

- ilości biomasy [TJ] spalanej lub zastosowanej w procesach [t lub m³],
- emisje CO₂ [t CO₂] z biomasy, jeżeli do ustalania wielkości emisji stosuje się metodę pomiarów, '
- CO₂ wyprowadzone z instalacji [t CO₂] wraz z informacją, w jakiego rodzaju związkach CO₂ został z niej wprowadzony.

Informacje na temat paliw i emisji będących efektem ich zastosowania przedstawia się przy użyciu standardowych kategorii paliw IPPC (zob. część 8 niniejszego Załącznika), opartych na definicjach Międzynarodowej Agencji Energii (<http://www.iea.org/stat/defs/defs.htm>). W sytuacji, jeżeli państwo członkowskie danego operatora opublikowało wykaz kategorii paliw zawierający definicje i współczynniki emisji zgodne ze swoim najnowszym spisem krajowym przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych, takie kategorie i współczynniki emisji można stosować, pod warunkiem uzyskania ich zatwierdzenia, w ramach odpowiedniej metodologii monitorowania.

¹ Dz.U. nr L 41 z 14.02.2003, str. 26.

² Dane na temat działalności w odniesieniu do działalności obejmującej procesy spalania przedstawia się w postaci energii (wartość opałowa netto) i masy. Paliwa zawierające biomasę lub materiały początkowe należy również uwzględniać w danych na temat działalności.

³ Współczynniki emisji w zakresie działalności obejmującej procesy spalania podaje się w postaci emisji CO₂ na daną zawartość energii.

⁴ Współczynniki utleniania i współczynniki konwersji podaje się jako ułamki bezwymiarowe.

Ponadto w sprawozdaniach podaje się także informacje na temat rodzajów odpadów i emisji wynikających z ich wykorzystania w charakterze paliw lub materiałów początkowych. Rodzaje odpadów przedstawia się stosując klasyfikację „Europejskiego Wykazu Odpadów” (Decyzja Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 r., zastępująca Decyzję 94/3/WE ustalającą wykaz odpadów zgodnie z postanowieniami art. 1 lit. a) Dyrektywy Rady 75/442/EWG w sprawie odpadów oraz Decyzji Rady 94/904/WE ustalającej usuwanie odpadów niebezpiecznych zgodnie z postanowieniami art. 1 ust. 4 Dyrektywy Rady 91/689/EWG w sprawie odpadów niebezpiecznych⁵: (<http://europa.eu.int/comm/environment/waste/legislation/a.htm>). Do nazw odpowiednich typów odpadów wykorzystywanych w instalacji dodaje się właściwe sześciocyfrowe kody.

Dane na temat wielkości emisji pochodzących z różnych źródeł w ramach jednej instalacji, należącej do tego samego rodzaju działalności, można przedstawiać w sposób zbiorczy dla całej tej działalności.

Dane na temat wielkości emisji przedstawia się w tonach CO₂ po zaokrągleniu do pełnej tony (na przykład 1 245 978 ton). Liczby obrazujące dane na temat działalności, współczynniki emisji i utleniania lub współczynniki konwersji zaokrągla się tak, by zawierały tylko cyfry istotne zarówno dla obliczeń wielkości emisji i dla celów sprawozdawczych, np. w postaci liczb obejmujących łącznie tylko pięć cyfr (na przykład 1,2369) w odniesieniu do wartości wykazującej zakres niedokładności $\pm 0,01\%$.

W celu zapewnienia spójności danych przedstawianych zgodnie z wymogami Dyrektywy z danymi przedstawianymi przez państwa członkowskie w myśl Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych oraz z innymi danymi podawanymi do europejskiego rejestru emisji powodujących zanieczyszczenie środowiska (EPER), każdy rodzaj działalności musi być opatrzony odpowiednią etykietą z użyciem kodów pochodzących z dwóch następujących systemów sprawozdawczych:

- 1) wspólny format sprawozdawczy dla krajowych systemów wykazów gazu cieplarnianego, zatwierdzony przez odpowiednie organy Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych;
- 2) kod IPPC z Załącznika A3 europejskiego rejestru emisji powodujących zanieczyszczenie środowiska (EPER).

FORMAT SPRAWOZDAWCZOŚCI

Jako podstawę dla sprawozdawczości stosuje się następujące tabele, które można adaptować stosownie do liczby rodzajów działalności oraz typów instalacji, paliw i procesów objętych monitorowaniem:

Identyfikacja instalacji

<i>Identyfikacja instalacji</i>	<i>Odpowiedź</i>
1. Nazwa spółki macierzystej	
2. Nazwa spółki zależnej	
3. Operator instalacji	
4. Instalacja	
4.1. Nazwa	
4.2. Numer zezwolenia ⁶	
4.3. Sprawozdawczość w ramach EPER - czy wymagana?	Tak/Nie
4.4. Numer identyfikacyjny EPER ⁷	
4.5. Adres/miasto, w którym znajduje się instalacja	
4.6. Kod pocztowy/kraj	

⁵ Dz.U. nr L 226 z 6.09.2000, str. 3. Ostatnio zmieniona przez Decyzję Rady 2001/573/WE (Dz.U. nr L 203 z 28.07.2001, str. 18).

⁶ Numer zezwolenia nadają właściwe władze w procesie wydawania zezwolenia.

⁷ Wypełnia się tylko w wypadku, jeżeli dana instalacja podlega obowiązkowi sprawozdawczości w ramach EPER, a zezwolenie dla tej instalacji przewiduje prowadzenie nie więcej niż jednego rodzaju działalności objętej EPER. Podanie tej informacji nie jest obowiązkowe; stosuje się ją wyłącznie dla celów uzupełniających identyfikację jako dodatek do podanej nazwy i adresu.

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
4.7. Współrzędne geograficzne położenia instalacji	
5. Osoba kontaktowa:	
5.1. Imię i nazwisko	
5.2. Adres/miasto/kod pocztowy/kraj	
5.3. Numer telefonu	
5.4. Numer faksu	
5.5. E-mail	
6. Rok sprawozdawczy	
7. Rodzaj prowadzonej działalności, do której odnosi się Załącznik I ⁸	
Działalność 1	
Działalność 2	
Działalność ...	
Działalność N	

Ogólny przegląd działalności prowadzonej w danej instalacji i emisji z tej instalacji

Emisje z rodzajów działalności, do których odnosi się Załącznik I						
Kategorie	Kategoria IPCC CRF ⁹	Kod IPPC kategorii EPER	Używana metoda: obliczenia/pomiary	Niedokładności (przy metodzie pomiarów) ¹⁰	Zmiana poziomów tak/nie	Emisje t/CO ₂
Rodzaje działalności						
Działalność 1						
Działalność 2						
Działalność N						
Suma						

Pozycje informacyjne	Przeniesiony CO ₂		Biomasa użyta do spalania	Biomasa użyta w procesie	Emisje biomasy
	Przeniesiona ilość	Przeniesiony materiał			
Jednostka	[tCO ₂]		[TJ]	[t lub m ³]	[tCO ₂] ¹¹
Działalność 1					
Działalność 2					
Działalność N					

Emisje ze spalania (Obliczenia)

Działalność N
Typ działalności objętej postanowieniami Załącznika I:
Opis działalności

⁸ Np. „Rafinerie oleju mineralnego”.

⁹ Np. „1. Procesy przemysłowe, A. Produkty mineralne, 1. Produkcja wapna”.

¹⁰ Wypełnia się tylko w wypadku, jeżeli wielkość emisji ustalana jest metodą pomiarów.

¹¹ Wypełnia się tylko w wypadku, jeżeli wielkość emisji ustalana jest metodą pomiarów.

Paliwa kopalne				
Paliwo 1				
Paliwo kopalne				
Typ paliwa:				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Paliwo N				
Paliwo kopalne				
Typ paliwa				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Biomasa i paliwa mieszane				
Paliwo M				
Biomasa/paliwa mieszane				
Typ paliwa:				
Frakcja biomasy (0-100% zawartości węgla):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Działalność ogółem				
Emisje ogółem (tCO ₂) ¹²				
Wykorzystana biomasa ogółem (TJ) ¹³				

Emisje pochodzące z procesów technologicznych (Obliczenia)

Działalność N	
Typ działalności objętej postanowieniami Załącznika I:	
Opis działalności:	
Procesy, w których wykorzystuje się wyłącznie materiały początkowe kopalne	
Proces 1	

¹² Równe sumie emisji z paliw kopalnych i frakcji kopalnej w paliwach mieszanych.

¹³ Równe zawartości energii w czystej biomase i frakcji biomasy w paliwach mieszanych.

Typ procesu:				
Opis danych dotyczące działalności:				
Zastosowana metoda obliczeń (tylko w wypadku, jeżeli jest określona w wytycznych):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /t lub tCO ₂ /m ³		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Proces N				
Typ procesu:				
Opis danych dotyczące działalności:				
Zastosowana metoda obliczeń (tylko w wypadku, jeżeli jest określona w wytycznych):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /t lub tCO ₂ /m ³		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Procesy, w których wykorzystuje się biomasę/mieszane materiały początkowe				
Proces M				
Opis procesu:				
Opis materiału początkowego:				
Fracja biomasy (procentowa zawartość węgla):				
Zastosowana metoda obliczeń (tylko w wypadku, jeżeli jest określona w wytycznych):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /t lub tCO ₂ /m ³		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Działalność ogółem:				
Emisje ogółem:	(tCO₂)			
Wykorzystana biomasa ogółem	(t lub m³)			

KATEGORIE SPRAWOZDAWCZOŚCI

Dane na temat wielkości emisji przedstawia się zgodnie z kategoriami formatu sprawozdawczości IPCC oraz kodeksem IPCC zawartym w Załączniku A3 do Decyzji EPER (zob. część 12.2 niniejszego Załącznika). Poszczególne kategorie obu tych formatów sprawozdawczości podane są poniżej. W sytuacji, jeżeli dany rodzaj działalności można sklasyfikować w dwóch lub więcej kategoriach, wybrana klasyfikacja powinna odzwierciedlać podstawowy cel działalności.

Format sprawozdawczości zgodny z IPCC

Poniższa tabela stanowi wyciąg z wspólnego formatu sprawozdawczości (CRF) należącego do wytycznych UNFCCC (Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych) dotyczących wykazów rocznych¹⁴. Według CRF emisje klasyfikuje się w siedmiu następujących głównych kategoriach:

- energia,
- procesy przemysłowe,
- użycie rozpuszczalników i innych produktów,
- rolnictwo,
- zmiany w dziedzinie wykorzystania gruntów i leśnictwo,
- odpady,
- inne.

W poniższej tabeli podane są kategorie 1, 2 i 6 wraz z odpowiednimi podkategoriami:

1. Sprawozdania z sektora energetyki
A. Działalność obejmująca spalanie paliwa (metoda sektorowa)
1. Przemysł energetyczny
a. Produkcja energii elektrycznej i ciepłej dla odbiorców publicznych
b. Rafinowanie ropy naftowej
c. Produkcja paliw stałych i inne branże przemysłu energetycznego
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo
a. Żelazo i stal
b. Metale nieżelazne
c. Chemikalia
d. Celuloza, papier i druk
e. Przetwórstwo spożywcze, napoje i tytoń
f. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
4. Inne sektory
a. Handlowy/instytucjonalny
b. Mieszkaniowy
c. Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo
5. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
a. Stacjonarne
b. Ruchome
B. Emisje uchodzące z paliw
1. Paliwa stałe
a. Górnictwo węgla

¹⁴ UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

b. Przekształcanie paliw stałych
c. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
2. Ropa naftowa i gaz ziemny
a. Ropa naftowa
b. Gaz ziemny
c. Odpowietrzanie i spalanie gazów na wylotach kominów
Odpowietrzanie
Spalanie gazów na wylotach kominów
d. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
2. Sprawozdania z procesów przemysłowych
A. Produkty mineralne
1. Produkcja cementu
2. Produkcja wapna
3. Wykorzystanie wapienia i dolomitu
4. Produkcja i wykorzystanie sody amoniakalnej
5. Bitumiczne pokrycia dachowe
6. Układanie asfaltowych nawierzchni drogowych
7. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
B. Przemysł chemiczny
1. Produkcja amoniaku
2. Produkcja kwasu azotowego
3. Produkcja kwasu adypinowego
4. Produkcja karbidu
5. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
C. Produkcja metali
1. Produkcja żelaza i stali
2. Produkcja stopów żelaza
3. Produkcja aluminium
4. SF ₆ wykorzystywany w odlewniach aluminium i magnezu
5. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
Dodatkowe pozycje informacyjne
Emisje CO ₂ z biomasy

Kod kategorii źródłowych IPPC według Decyzji EPER

Poniższa tabela stanowi wyciąg z Załącznika A3 do Decyzji Komisji 2000/479/WE z dnia 17 lipca 2000 r. w sprawie wdrażania europejskiego rejestru emisji powodujących zanieczyszczenie środowiska (EPER), zgodnie z postanowieniami art. 15 Dyrektywy Rady 96/61/WE dotyczącej zintegrowanych działań w zakresie zapobiegania i minimalizowania zanieczyszczenia środowiska¹⁵.

1.	Przemysł energetyczny
1.1.	Instalacje, w których odbywają się procesy spalania o wydajności > 50 MW
1.2.	Rafinerie olejów mineralnych i gazu
1.3.	Piece koksownicze
1.4.	Zakłady gazyfikacji i upłynniania węgla
2.	Produkcja i przetwórstwo metali
2.1/2.2/2.3/2.4/2.5/2.6.	Przemysł metalowy i instalacje metal do prażenia i spiekania rud; Instalacje do produkcji metali żelaznych i nieżelaznych
3.	Przemysł mineralny
3.1/3.3/3.4/3.5.	Instalacje do produkcji klinkieru cementowego (o wydajności > 500 t dziennie), wapna (> 50 t dziennie), szkła (> 20 t dziennie), substancji mineralnych (> 20 t dziennie) i produktów ceramicznych (> 75 t dziennie)
3.2	Instalacje do produkcji azbestu lub produktów na bazie azbestu
4.	Przemysł chemiczny i instalacje chemiczne do produkcji:
4.1.	Podstawowych organicznych substancji chemicznych
4.2/4.3.	Podstawowych nieorganicznych substancji chemicznych lub nawozów
4.4/4.6.	Biocydów i materiałów wybuchowych
4.5.	Produktów farmaceutycznych
5.	Gospodarka odpadami
5.1/5.2.	Instalacje do utylizacji lub odzyskiwania odpadów niebezpiecznych (o wydajności > 10 t dziennie) lub odpadów komunalnych (> 3 t na godzinę)
5.3/5.4.	Instalacje do utylizacji odpadów nie zaliczanych do niebezpiecznych (o wydajności > 50 t dziennie) lub usuwanych na wysypiska (> 10 t dziennie)
6.	Inne rodzaje działalności objęte postanowieniami Załącznika I
6.1.	Zakłady przemysłowe produkcji celulozy z drewna lub innych materiałów włóknistych i papieru lub tektury (o wydajności > 20 t dziennie)
6.2.	Zakłady wstępnej obróbki włókien lub tkanin (o wydajności > 10 t dziennie)
6.3.	Zakłady farbowania skór i skór surowych (o wydajności > 12 t dziennie)
6.4.	Rzeźnie (o wydajności > 50 t dziennie), mleczarnie (> 200 t dziennie), zakłady produkcji innych surowców pochodzenia zwierzęcego (> 75 t dziennie) lub roślinnego (> 300 t dziennie)
6.5.	Instalacje utylizacji lub recyklingu zwłok zwierzęcych i odpadów pochodzenia zwierzęcego
6.6.	Instalacje uboju i przetwórstwa drobiu (o wydajności > 40 000 szt), świń (> 2000) lub macior (>750)
6.7.	Instalacje do obróbki powierzchniowej stosujące rozpuszczalniki organiczne lub produkty zawierające takie rozpuszczalniki (o wydajności > 200 t rocznie)
6.8.	Instalacje do produkcji węgla lub grafitu

¹⁵ Dz.U. nr L 192 z 28.07.2000, str. 36.

PRZECHOWYWANIE INFORMACJI

Operator danej instalacji dokumentuje i archiwizuje dane z monitorowania dotyczące emisji gazów cieplarnianych uwzględnionych w odniesieniu do danego rodzaju działalności, ze wszystkich źródeł z tej instalacji, należących do rodzajów działalności wymienionych w Załączniku I do Dyrektywy.

Udokumentowane i zarchiwizowane dane z monitorowania stanowią materiał wystarczający dla dokonywania weryfikacji rocznych sprawozdań na temat emisji z danej instalacji, przedstawianych przez operatora w myśl postanowień art. 14 ust. 3 do Dyrektywy, zgodnie z kryteriami podanymi w Załączniku V do Dyrektywy.

Dane, które nie stanowią części rocznych sprawozdań na temat emisji, nie są objęte wymogiem przedstawiania ani publicznego udostępniania w żaden inny sposób.

W celu zapewnienia możliwości reprodukcji ustaleń na temat wielkości emisji przez weryfikatora lub inne strony trzecie, operator instalacji zobowiązany jest przechowywać dane przez okres co najmniej 10 lat od daty przedstawienia sprawozdania zgodnie z postanowieniami art. 14 ust. 3 Dyrektywy za każdy kolejny rok sprawozdawczy.

Dane te obejmują - w wypadku do metody obliczeniowej:

- wykaz wszystkich źródeł objętych monitorowaniem,
- dane dotyczące działalności, użyte w jakichkolwiek obliczeniach wielkości emisji gazu cieplarnianego z każdego źródła, z podziałem na kategorie gazu według typu procesu i paliwa,
- dokumenty uzasadniające wybór stosowanej metodologii monitorowania oraz dokumenty uzasadniające wprowadzanie okresowych lub stałych zmian w metodologii monitorowania i zmian poziomów, zatwierdzonych przez właściwe władze,
- dokumentację metodologii monitorowania i wyniki opracowania współczynników emisji i frakcji biomasy specjalnie dla konkretnego rodzaju działalności i dla poszczególnych paliw oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji, jak również odpowiednie dowody uzyskania zatwierdzenia od właściwych władz,
- dokumentację procedury gromadzenia danych dotyczące działalności dla danej instalacji i należących do niej źródeł,
- dane dotyczące działalności, współczynniki emisji i utleniania oraz współczynniki konwersji przedstawiane właściwym władzom dla celów krajowego planu przydziałów za lata poprzedzające okres objęty systemem handlu,
- dokumentację zakresu odpowiedzialności w związku z prowadzeniem monitorowania emisji,
- roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji, oraz:
- wszelkie inne informacje, które uznaje się za wymagane dla celów weryfikacji rocznych sprawozdań na temat wielkości emisji.

Jeżeli operator stosuje metodę pomiarów, zobowiązany jest przechowywać ponadto następujące informacje dodatkowe:

- dokumentację uzasadniającą wybór pomiarów jako metodologii monitorowania,
- dane wykorzystywane w analizach niedokładności pomiarów emisji gazu cieplarnianego z podziałem na kategorie według typu procesu i paliwa, z każdego źródła,
- dokładny opis techniczny systemu stałych pomiarów, włącznie z dokumentacją uzyskania zatwierdzenia od właściwych władz,
- pierwotne i zbiorcze dane z systemu stałych pomiarów, włącznie z dokumentacją zmian wprowadzanych z biegiem czasu, księgę dokumentacji testów, awarii, kalibracji, serwisowania i konserwacji urządzeń,
- dokumentację wszelkich zmian wprowadzanych w systemie pomiarowym.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy¹

z dnia

**określające wymagania dla audytorów uprawnionych do weryfikacji rocznych raportów
w systemie handlu uprawnieniami do emisji
oraz określające sposób i tryb uznawania uprawnień do weryfikacji rocznych raportów
nadawanych przez jednostki w państwach członkowskich Unii Europejskiej**

Na podstawie art. 44 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

(...)²

§

Rozporządzenie wchodzi w życie

Minister Gospodarki i Pracy

w porozumieniu:

Minister Środowiska

¹ Minister Gospodarki i Pracy kieruje działem administracji rządowej - gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 134, poz. 1428).

² Rozporządzenie dotyczy ustanowienia audytorów, którzy podejmują czynności dopiero przy weryfikacji pierwszych raportów za rok 2005, czyli po 28 lutego 2006 r.

UZASADNIENIE

Rozporządzenie sporządzono na podstawie delegacji zawartej w art. 44 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Rozporządzenie Rady Ministrów

z dnia

w sprawie wysokości jednostkowej stawki kary za brak uprawnienia do emisji dla (tu określenie substancji) w okresie rozliczeniowym (tu określenie terminów)

Na podstawie art. 52 ust. 5 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) ustala się, co następuje:

Niniejsze rozporządzenie będzie wymagane w momencie, kiedy zostanie przyjęty pierwszy KPRU do krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (substancji innych, niż gazy cieplarniane). Kary dla systemu wspólnotowego są określone bezpośrednio w ustawie. Natomiast w przypadku systemu krajowego, analogicznie jak w ustawie – Prawo ochrony środowiska, w ustawie określono stawkę maksymalną, która będzie określana w drodze Rozporządzenia Rady Ministrów na poziomie uzależnionym od substancji oraz kosztów ponoszonych na obniżenie emisji substancji obejmowanych przez system krajowy.

Rozporządzenie wchodzi w życie

Prezes Rady Ministrów

UZASADNIENIE

Rozporządzenie sporządzono na podstawie delegacji zawartej w art. 52 ust. 5 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Rozporządzenie Rady Ministrów

z dnia

w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz instalacji wykluczonych z systemu w okresie od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 31 grudnia 2007 r.

Na podstawie art. 59 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Przyjmuje się Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2005-2007.

§ 2.

Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień stanowi załącznik do rozporządzenia.

§ 3.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

PREZES RADY MINISTTÓW

UZASADNIENIE

Rozporządzenie sporządzono na podstawie art. 59 ust. 2 ustawy z dnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza (Dz. U. Nr poz.).

Rozporządzenie określa instalacje objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym 2005-2007.

Rozporządzenie dopełnia implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie i zmieniającą dyrektywę 96/61/WE.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Rozporządzenie oddziałuje na instalacje objęte systemem, obligując je do uczestniczenia w nim. Rozporządzenie wprowadza skutki finansowe dla prowadzących instalacje, gdyż w ramach systemu będą zobowiązane do prowadzenia monitoringu emisji CO₂, sporządzania rocznych sprawozdań i ich weryfikacji przez audytorów, płacenia opłat i kar za niedotrzymanie warunków uczestnictwa w systemie. Rozporządzenie bezpośrednio nie wpływa na rynek pracy i rozwój regionalny. Może mieć natomiast wpływ na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną przedsiębiorstw uczestniczących w handlu, z uwagi na fakt, że przedsiębiorstwa mogą zacząć przeprowadzać modernizacje w celu ograniczenia emisji CO₂ i sprzedawać posiadane nadwyżki uprawnień na rynku.