

1142

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia 12 września 2008 r.

w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji

Na podstawie art. 41 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 281, poz. 2784) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 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.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) biomasie — rozumie się przez to niekopalny materiał organiczny ulegający biodegradacji, pochodzący z roślin, zwierząt i mikroorganizmów, a także produkty, produkty uboczne, pozostałości i odpady z działalności w rolnictwie, leśnictwie i z pokrewnych kategorii działalności przemysłowej, niekopalne i ulegające biodegradacji frakcje organiczne odpadów przemysłowych i komunalnych, w tym gazy i płyny odzyskiwane w procesie rozkładu niekopalnego i ulegającego biodegradacji materiału organicznego; wykaz materiałów uznawanych za biomasę jest określony w części F załącznika nr 1 do rozporządzenia; wskaźnik emisji biomasy wynosi zero [$\text{Mg CO}_2/\text{TJ}$ lub Mg lub m^3];
- 2) ciągłym pomiarze emisji — rozumie się przez to zestaw czynności mających na celu określenie wartości wielkości emisji poprzez kilkakrotne w ciągu godziny pomiary, przy zastosowaniu pomiaru na miejscu w kominie lub procedur polegających na pobieraniu próbek przez przyrząd pomiarowy zlokalizowany w pobliżu komina; nie obejmując metod pomiarowych polegających na pobieraniu pojedynczych próbek z komina w rozumieniu rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 23 grudnia 2004 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz. U. Nr 283, poz. 2842);
- 3) CO_2 związanym w paliwie — rozumie się przez to ilość CO_2 będącą częścią paliwa;
- 4) czystym materiale lub paliwie — rozumie się przez to materiał lub paliwo zawierające co najmniej 97 % (w odniesieniu do masy) określonej substan-

cji lub pierwiastka — odpowiadające handlowej klasyfikacji „czysty”, przy czym w przypadku biomasy wyrażenie to odnosi się do frakcji węgla z biomasy w całkowitej ilości węgla w paliwie lub materiale;

- 5) dokładności — rozumie się przez to stopień zgodności wyniku pomiaru i rzeczywistej wartości danej wielkości (albo wartości referencyjnej/odniesienia, określonej empirycznie przy zastosowaniu znormalizowanych metod przyjętych w skali międzynarodowej i materiałów kalibracyjnych sprawdzanych pod kątem zgodności), przy uwzględnieniu zarówno czynników losowych, jak i systematycznych;
- 6) głównych źródłach w instalacji, łącznie z głównymi strumieniami paliw i materiałów — rozumie się przez to źródła, które nie należą do grupy pomniejszych źródeł;
- 7) grupie emisji — rozumie się przez to przedział, w jakim znajduje się dana instalacja, określony zgodnie ze średnią wielkością rocznej emisji CO_2 w poprzednim okresie rozliczeniowym z całej instalacji, gdzie:
 - a) grupa A oznacza średnią wielkość rocznej emisji CO_2 w poprzednim okresie rozliczeniowym ≤ 50 tys. Mg CO_2 ,
 - b) grupa B oznacza średnią wielkość rocznej emisji CO_2 w poprzednim okresie rozliczeniowym > 50 tys. Mg CO_2 i ≤ 500 tys. Mg CO_2 ,
 - c) grupa C oznacza średnią wielkość rocznej emisji CO_2 w poprzednim okresie rozliczeniowym > 500 tys. Mg CO_2 ;
- 8) przyrządzie pomiarowym — rozumie się przez to urządzenie, które ma być użyte do dokonania pomiarów samodzielnie lub w połączeniu z urządzeniem/urządzeniami uzupełniającymi;
- 9) istotnej niezgodności — rozumie się przez to niezgodność z wymaganiami planu monitorowania, która to niezgodność może być potraktowana przez organ kontrolny jako niezgodna z warunkami zezwolenia i może prowadzić do innego traktowania instalacji przez organ właściwy;
- 10) metodyce monitorowania — rozumie się przez to metody stosowane do ustalenia wielkości emisji z instalacji, łącznie z doborem poziomów dokładności dla poszczególnych elementów zestawu danych;
- 11) metodzie bilansu energii — rozumie się przez to metodę służącą do szacowania ilości energii zawartej w paliwie zużytych w kotle, obliczonej jako suma ciepła użytecznego i wszelkich strat energii, między innymi w drodze promieniowania, przeniesienia i emisji gazów spalinowych;

¹⁾ Minister Środowiska kieruje działem administracji rządowej — środowisko, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz. U. Nr 216, poz. 1606).

- 12) niepewności — rozumie się przez to parametr związany z wynikiem określania wielkości, charakteryzujący rozproszenie wartości, jakie można racjonalnie przypisać danej wielkości, przy uwzględnieniu wpływu zarówno czynników systematycznych, jak i losowych, i wyrażony w procentach dla przedziału ufności wartości średniej wynoszącego 95 %, z uwzględnieniem wszelkiej asymetrii w rozkładzie wartości;
- 13) niezgodności — rozumie się przez to jakąkolwiek czynność lub pominięcie czynności w instalacji podlegającej weryfikacji, zamierzone lub niezamierzone, które jest sprzeczne z planem monitorowania;
- 14) nieracjonalnych kosztach — rozumie się przez to koszty niewspółmierne do spodziewanego przez prowadzącego instalację efektu w postaci podniesienia poziomu dokładności monitorowania wielkości emisji CO₂, które prowadzący instalację poniosłby w przypadku zastosowania podwyższonego poziomu dokładności, z tym że nieracjonalność kosztowa została uzasadniona w zezwoleniu wydanym przez organ właściwy z zachowaniem należytej staranności; w odniesieniu do środków podnoszących jakość monitorowania emisji, ale niewywierających bezpośredniego wpływu na dokładność. Koszty można uznać za nieracjonalne, jeżeli przekraczają wskaźnikowy poziom 1 % średniej wartości dostępnych danych dotyczących emisji podawanych w poprzednim okresie rozliczeniowym; w odniesieniu do instalacji nieposiadających tego rodzaju danych historycznych, jako poziom odniesienia stosuje się dane z reprezentatywnych instalacji, w których prowadzi się takie same lub porównywalne działania, skalowanych zgodnie z ich mocą produkcyjną;
- 15) nieracjonalności technicznej — rozumie się przez to działania nieuzasadnione pod względem wykonalności technicznej, niewspółmierne do spodziewanego przez prowadzącego instalację efektu, w postaci podniesienia poziomu dokładności monitorowania wielkości emisji CO₂, które mogą być zrealizowane przez prowadzącego instalację w wymaganym czasie, których nieracjonalność została stwierdzona i udokumentowana przez prowadzącego instalację w raporcie;
- 16) organie właściwym — rozumie się przez to organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego lub pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, o których mowa w art. 378 ust. 1 i 2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. — Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, z późn. zm.²⁾);
- 17) partii paliwa (surowca, materiału) — rozumie się przez to ilość paliwa (surowca, materiału) dostarczaną jednorazowo lub w sposób ciągły w określonej jednostce czasu, poddawaną reprezentatywnemu próbkowaniu, dla których określa się wartość opałową i zawartość węgla oraz inne cechy składu chemicznego;
- 18) paliwie (materiałach) w obrocie handlowym — rozumie się przez to paliwa (materiały) o określonym składzie, podlegające częstemu i swobodnemu obrotowi, jeśli dana partia paliwa (materiału) była przedmiotem handlu między stronami ekonomicznie niezależnymi, wliczając w to wszystkie komercyjne paliwa znormalizowane, gaz ziemny, ciężki i lekki olej opałowy, węgiel, koks naftowy;
- 19) planie monitorowania — rozumie się przez to szczegółową, kompletną i przejrzystą dokumentację metodyki monitorowania wielkości emisji z instalacji, w tym dokumentację w zakresie gromadzenia i obróbki danych, a także systemu kontroli poprawności danych;
- 20) pomniejszych źródłach, pomniejszych strumieniach paliw i materiałów wsadowych — rozumie się przez to źródła, strumienie materiałów wsadowych, które emitują rocznie nie więcej niż 5 tys. Mg CO₂ lub na które przypada nie więcej niż 10 % (do maksymalnej wielkości wkładu 100 tys. Mg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych rocznie) całkowitej rocznej wielkości emisji CO₂ z danej instalacji, przy czym chodzi o wielkość większą w kategoriach bezwzględnych wielkości emisji;
- 21) poważnym zafałszowaniu — rozumie się przez to zafałszowanie (pominięcie, błędną interpretację i błędy, bez uwzględniania dopuszczalnej niepewności) w rocznym raporcie, które według oceny weryfikatora może wpłynąć na wiarygodność raportu;
- 22) poziomie dokładności — rozumie się przez to metodykę ustalania poszczególnych elementów zestawu danych (dotyczących rodzaju instalacji i źródeł w ramach instalacji, wskaźników emisji oraz współczynników utleniania lub konwersji), w poszczególnych grupach emisji, w celu jak najdokładniejszego określenia wielkości emisji CO₂; poziom dokładności oznaczony jest kolejnymi liczbami od 1 do 4, z tym że im większa liczba, tym poziom dokładności jest wyższy; równoważne poziomy dokładności oznaczone są lit. a lub b;
- 23) poziomie istotności — rozumie się przez to próg ilościowy lub punkt odcięcia zastosowany do określenia prawidłowych wniosków z weryfikacji danych dotyczących wielkości emisji, podanych w rocznym raporcie;
- 24) poziomie pewności — rozumie się przez to stopień, do jakiego weryfikator jest przekonany, że wnioski z weryfikacji dowodzą, iż informacje przekazane w rocznym raporcie dla instalacji są wolne od poważnych zafałszowań lub zafałszowania takie występują;
- 25) racjonalnym zapewnieniu — rozumie się przez to wysoki, ale nie absolutny poziom zapewnienia, wyrażony pozytywnie we wnioskach z weryfikacji, czy weryfikowany roczny raport jest wolny od poważnych zafałszowań oraz czy instalacja nie wykazuje poważnych niezgodności;
- 26) ryzyku zawodności systemów kontroli wewnętrznej — rozumie się przez to podatność parametru w rocznym raporcie na poważne zafałszowanie, któremu system kontroli nie zapobiegnie, nie wykryje go ani nie skoryguje na czas;

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2008 r. Nr 111, poz. 708, Nr 138, poz. 865, Nr 154, poz. 958 i Nr 171, poz. 1056.

- 27) ryzyku niewykrycia — rozumie się przez to ryzyko polegające na tym, że weryfikator nie wykryje poważnego zafałszowania lub poważnej niezgodności;
- 28) ryzyku nieodłącznym — rozumie się przez to podatność zestawu danych określonych w rocznym raporcie na poważne zafałszowania, przy założeniu, że nie prowadzono związanych z nim działań kontrolnych;
- 29) ryzyku weryfikacyjnym — rozumie się przez to ryzyko wyrażenia przez weryfikatora nieprawidłowych wniosków z weryfikacji, będących funkcją ryzyka nieodłącznego, ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej i ryzyka niewykrycia;
- 30) strumieniu materiałów wsadowych lub paliw — rozumie się przez to rodzaj paliwa, surowca lub produktu, który w wyniku zużycia lub produkcji powoduje powstawanie emisji CO₂ w jednym źródle lub w większej liczbie źródeł;
- 31) systemie pomiarowym — rozumie się przez to kompletny zestaw przyrządów pomiarowych i innego sprzętu, stosowany do określania elementów zestawu danych;
- 32) warunkach normalnych — rozumie się przez to temperaturę wynoszącą 273,15 K (tj. 0 °C) i ciśnienie wynoszące 101 325 Pa dla metra sześciennego (m³), wykorzystywane przez prowadzącego instalację do monitorowania wielkości emisji CO₂, które są udokumentowane i przedstawione w rocznym raporcie;
- 33) weryfikatorze — rozumie się przez to uprawnionego, niezależnego audytora lub wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska, dokonującego weryfikacji w zakresie zgodności informacji zawartych w rocznym raporcie ze stanem faktycznym;
- 34) wzorcowaniu — rozumie się przez to zestaw czynności, które w danych warunkach określają zależności między wartościami wskazywanymi przez przyrząd pomiarowy lub system pomiarowy lub wartościami reprezentowanymi przez wzorzec miary lub materiał referencyjny a odpowiednimi wartościami wielkości uzyskanymi na podstawie wzorca porównawczego;
- 35) zachowawczości — rozumie się przez to zestaw założeń, który został zdefiniowany w taki sposób, aby nie nastąpiło niedoszacowanie emisji;
- 36) zestawie danych — rozumie się przez to następujące wartości odpowiednio: ilość zużytego paliwa (surowca, materiału), wartość opałową paliwa, wskaźnik emisji, współczynnik utleniania lub konwersji, zawartość węgla oraz frakcje biomasy;
- 37) znormalizowanych paliwach handlowych — rozumie się przez to znormalizowane paliwa handlowe w skali międzynarodowej, których wartość opałowa została określona z dokładnością ± 1 % z poziomem ufności 95 %;
- 38) źródle — rozumie się przez to urządzenie lub zespół urządzeń możliwy do zidentyfikowania w ramach instalacji jako oddzielne źródło, z którego emitowane są gazy cieplarniane;
- 39) źródłach *de minimis*, strumieniach materiałów wsadowych lub paliw *de minimis* — rozumie się przez to grupę pomniejszych źródeł, które łącznie emitują maksymalnie 1 tys. Mg CO₂ lub mniej lub na które przypada nie więcej niż 2 % (do maksymalnej wielkości wkładu 20 tys. Mg CO₂ pochodzących z paliw kopalnych rocznie) całkowitej rocznej emisji CO₂ z instalacji przed odjęciem przenoszonego CO₂, przy czym chodzi o wielkość większą w kategoriach bezwzględnych wielkości emisji.

§ 3. 1. Monitoruje się całkowitą wielkość emisji CO₂ z instalacji, z podziałem na:

1) emisje powstające w warunkach normalnej eksploatacji instalacji oraz

2) emisje powstające w warunkach odbiegających od normalnych, włącznie z rozruchem i zamykaniem instalacji lub poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi, występującymi w danym okresie rozliczeniowym.

2. Ogólny sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ dla wszystkich rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

3. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z procesów spalania paliw określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

4. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z rafinerii ropy naftowej określa załącznik nr 3 do rozporządzenia.

5. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z pieców koksowniczych określa załącznik nr 4 do rozporządzenia.

6. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji prażenia i spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej, określa załącznik nr 5 do rozporządzenia.

7. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do pierwotnego lub wtórnego wytopu surowki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali, określa załącznik nr 6 do rozporządzenia.

8. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji klinkieru cementowego w piecach obrotowych określa załącznik nr 7 do rozporządzenia.

9. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji wapna określa załącznik nr 8 do rozporządzenia.

10. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji szkła, w tym włókna szklanego, określa załącznik nr 9 do rozporządzenia.

11. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych za pomocą wypalania określa załącznik nr 10 do rozporządzenia.

12. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji papieru lub tektury określa załącznik nr 11 do rozporządzenia.

§ 4. 1. Monitorowanie wielkości emisji CO₂, o której mowa w § 3 ust. 1 pkt 1, wykonuje się poprzez wskazanie zestawu danych stosowanego we wzorach obliczeniowych określonych w części A załącznika nr 1 do rozporządzenia lub na podstawie pomiarów określonych w części B załącznika nr 1 do rozporządzenia.

2. W przypadku prowadzenia monitorowania na podstawie pomiarów, prowadzący instalację potwierdza uzyskane wielkości emisji CO₂ za pomocą wzorów obliczeniowych określonych w załącznikach nr 1—11 do rozporządzenia.

§ 5. 1. Zakres informacji zawartych w rocznym raporcie oraz forma i układ rocznego raportu określa załącznik nr 12 do rozporządzenia.

2. Prowadzący instalację przekazuje dane dotyczące monitorowanych wielkości emisji CO₂ w rocznym raporcie.

3. Roczny raport przekazywany jest w formie pisemnej oraz elektronicznej za pośrednictwem publicznych sieci telekomunikacyjnych w rozumieniu ustawy

z dnia 16 lipca 2004 r. — Prawo telekomunikacyjne (Dz. U. Nr 171, poz. 1800, z późn. zm.³⁾).

§ 6. Sposób weryfikacji rocznych raportów jest określony w załączniku nr 13 do rozporządzenia.

§ 7. Szczegółowy sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określa załącznik nr 14 do rozporządzenia.

§ 8. Traci moc rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 16, poz. 124).

§ 9. Przepisy rozporządzenia stosuje się od dnia 1 stycznia 2008 r. w zakresie dotyczącym sposobu monitorowania wielkości emisji, częstotliwości przekazywania danych dotyczących monitorowanych wielkości emisji, zakresu informacji zawartych w rocznym raporcie oraz formy i układu rocznego raportu.

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

Minister Środowiska: *M. Nowicki*

³⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2004 r. Nr 273, poz. 2703, z 2005 r. Nr 163, poz. 1362 i Nr 267, poz. 2258, z 2006 r. Nr 12, poz. 66, Nr 104, poz. 708 i 711, Nr 170, poz. 1217, Nr 220, poz. 1600, Nr 235, poz. 1700 i Nr 249, poz. 1834, z 2007 r. Nr 23, poz. 137, Nr 50, poz. 331 i Nr 82, poz. 556 oraz z 2008 r. Nr 17, poz. 101.

Załączniki do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. (poz. 1142)

Załącznik nr 1

OGÓLNY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ DLA WSZYSTKICH RODZAJÓW INSTALACJI OBJĘTYCH WSPÓLNOTOWYM SYSTEMEM HANDLU UPRAWNIENIAMI DO EMISJI

1. Monitorowanie wielkości emisji CO₂ wykonuje się przez użycie wzorów obliczeniowych określonych w załącznikach do rozporządzenia lub na podstawie pomiarów, z wykorzystaniem zestawu danych określonych z poziomem dokładności wynikającym z zakwalifikowania instalacji do odpowiedniej grupy emisji, zgodnie ze średnią wielkością rocznej emisji CO₂ w poprzednim okresie rozliczeniowym z instalacji objętej wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji.

¹⁾ Rodzaje instalacji określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 60, poz. 429, z późn. zm.).

Dla rodzajów instalacji¹⁾ elementy zestawu danych podaje się z poziomem dokładności wynikającym z zakwalifikowania instalacji do odpowiedniej grupy emisji, zgodnie z tabelą nr 4.

2. W odniesieniu do rodzajów instalacji, dla których rozporządzenie przewiduje równoważny poziom dokładności, można dowolnie zastosować jeden z poziomów, zamienić jeden poziom na drugi, odnotowując taką zamianę w rocznym raporcie, pod warunkiem że w zezwoleniu znajduje się opis spełniania przez prowadzącego instalację wymagań obu poziomów dokładności.

3. W odniesieniu do rodzajów instalacji, dla których rozporządzenie przewiduje alternatywną metodę obli-

czeniu²⁾, można dowolnie zastosować jedną z podanych metod, zamienić jedną metodę na drugą, odnotowując taką zamianę w rocznym raporcie, pod warunkiem że w określonej w zezwoleniu procedurze monitorowania znajduje się opis spełniania przez prowadzącego instalację wymagań obu metod obliczeniowych.

4. Jeżeli z rocznego raportu za rok „n” wynika, że wielkość emisji monitorowanego CO₂ przekracza wielkość graniczną w grupie emisji (odpowiednio 50 tys. Mg CO₂ lub 500 tys. Mg CO₂), to należy zmienić poziom dokładności na odpowiedni, określony dla danej grupy emisji; zmiana musi nastąpić najpóźniej od dnia 1 stycznia roku „n+2” i mieć charakter trwały.

5. Jeżeli sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ oparty na najwyższym poziomie dokładności jest czasowo niewykonalny z powodów nieracjonalności technicznej, można stosować poziom dokładności o jeden stopień niższy do czasu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie poprzedniego wyższego poziomu dokładności. Należy podjąć wszelkie możliwe działania niezbędne dla umożliwienia jak najszybszego przywrócenia poziomu dokładności stosowanego pierwotnie do celów monitorowania.

6. Wszelkie zmiany poziomów dokładności oraz szczegółowe informacje na temat przejściowo stosowanej metodyki monitorowania, w tym czas jej stosowania oraz wielkość emisji CO₂, pochodzącą z poszczególnych okresów odstępowania od metodyki określonej w zezwoleniu, należy uzasadnić i w pełni udokumentować w rocznym raporcie. Zmiana poziomów dokładności, jaka miała miejsce w czasie danego roku okresu rozliczeniowego, powinna być ujęta w oddzielnej części raportu za odpowiednie części danego roku okresu rozliczeniowego.

7. Jeżeli do monitorowania wielkości emisji CO₂ stosuje się dla danego typu paliwa wartości opałowe i wskaźniki emisji, właściwe dla danego kraju, zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych, należy stosować wskaźniki emisji, wartości opałowe z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

8. Nie monitoruje się wielkości emisji CO₂ ze spalania paliw w silnikach spalinowych wykorzystywanych do celów transportowych.

9. Sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ przez każdego prowadzącego instalację jest oparty na planie monitorowania.

Monitorowanie emisji CO₂ prowadzi prowadzący instalację na podstawie planu monitorowania, który zawiera:

- 1) opis instalacji, która ma być objęta monitorowaniem, w tym: oznaczenie prowadzącego instalację i jego adres zamieszkania lub siedziby, informację o tytule prawnym do instalacji, informację o rodzaju instalacji oraz charakterystykę techniczną źródeł powstawania i miejsca emisji substancji, informacje o rodzajach wykorzystywanych materiałów, surowców i paliw oraz o wielkości produkcji w każdym roku z ostatnich 5 lat;
- 2) informacje dotyczące zakresu obowiązków związanych z monitorowaniem i raportowaniem w odniesieniu do danej instalacji;
- 3) wykaz źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, które mają być objęte monitorowaniem w ramach każdego rodzaju instalacji prowadzonego w tej instalacji;
- 4) opis metody obliczeń lub metody pomiarów, która ma być zastosowana;
- 5) wykaz poziomów dokładności dla poszczególnych elementów zestawu danych: danych dotyczących rodzaju instalacji, odpowiednio zużytego paliwa i jego wartości opałowej, wskaźników emisji, współczynników utleniania lub konwersji dla każdego strumienia materiałów wsadowych, który ma być objęty monitorowaniem;
- 6) opis systemów pomiarowych oraz specyfikacje i dokładną lokalizację przyrządów pomiarowych, które zostaną zastosowane do każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw, który ma być objęty monitorowaniem;
- 7) w stosownych przypadkach dowody wykazujące zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących rodzaju instalacji oraz innych parametrów dla poziomów dokładności zastosowanych dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw;
- 8) w stosownych przypadkach opis metody stosowanej do próbkowania paliwa i materiałów w celu ustalenia wartości opałowej, zawartości węgla, wskaźników emisji i współczynnika utleniania lub konwersji oraz zawartości biomasy dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw;
- 9) opis źródeł lub metod analitycznych, które prowadzący instalację zamierza użyć do określenia wartości opałowych, zawartości węgla, wskaźnika emisji, współczynnika utleniania, współczynnika konwersji lub frakcji biomasy dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw;
- 10) w stosownych przypadkach, wykaz i opis nieakredytowanych laboratoriów i odnośnych procedur analitycznych, wraz z wykazem wszelkich odnośnych procedur zapewnienia jakości;

²⁾ „Metoda W — Węglany”, „Metoda G — Gips”, „Metoda P — Produkcja klinkieru” i „Metoda T — Tlenki alkaliczne” przedstawione w załącznikach nr 2, 7, 8, 9, 10 do rozporządzenia.

- 11) w stosownych przypadkach, opis systemu ciągłego pomiaru emisji do wykorzystania na potrzeby monitorowania źródeł emisji (w tym punktów pomiarowych, częstotliwości pomiarów, stosowanych urządzeń, procedur wzorcowania, gromadzenia danych i procedur ich przechowywania oraz metod potwierdzania obliczeń i raportowania w zakresie danych dotyczących działalności, wskaźników emisji);
- 12) w stosownych przypadkach, kiedy zastosowano metodę rezerwową, wyczerpujący opis metody i analizy niepewności, jeżeli nie została wcześniej objęta w ramach podpunktów 1–11;
- 13) opis procedur pozyskiwania danych i ich obróbki oraz działań kontrolnych, jak również opis tych działań zgodnie z niniejszym załącznikiem;
- 14) w stosownych przypadkach, informacje na temat odpowiednich powiązań z działaniami podejmowanymi w ramach programu ekzarządzania i audytu (EMAS)³⁾ lub innych systemów zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska, w szczególności na temat procedur i kontroli mających znaczenie dla monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do wielkości emisji CO₂.

Układ planu monitorowania

Plan monitorowania sporządza się zgodnie z tabelą A. Tabelę A można adaptować stosownie do liczby rodzajów instalacji i źródeł oraz rodzajów paliw i procesów objętych monitorowaniem.

Tabela A. Plan monitorowania

Sekcja A	
Opis instalacji, która ma być objęta monitorowaniem	
1. Nazwa właściciela instalacji	
2. Nazwa prowadzącego instalację	
3. Nazwa instalacji	
3.1. Rodzaj instalacji	
3.2. Numer zezwolenia, data i organ wydający	
3.3 Kod	
3.4. Pozycja KPRU ⁴⁾	
3.5. Numer REGON	
3.6. Numer NIP	
3.7. Kod PKD podstawowego rodzaju działalności	
3.8. Sprawozdawczość w ramach E-PRTR ⁵⁾	
3.9. Numer identyfikacyjny E-PRTR ⁶⁾	

³⁾ Europejski system ekzarządzania i audytu EMAS — na podstawie ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o krajowym systemie ekzarządzania i audytu (EMAS) (Dz. U. Nr 70, poz. 631, z 2005 r. Nr 175, poz. 1462 oraz z 2007 r. Nr 93, poz. 621).

⁴⁾ Należy podać liczbę porządkową określoną w rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na dany okres rozliczeniowy.

⁵⁾ Czy jest wymagana, wstawić tak lub nie.

⁶⁾ Wypełniać tylko w przypadku, kiedy instalacja objęta jest obowiązkiem sprawozdawczym na podstawie rozporządzenia (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń i zmieniającego dyrektywę Rady 91/689/EWG i 96/61/WE, a w zezwoleniu dla instalacji nie ma więcej niż jednej kategorii działalności objętej E-PRTR. Podanie tej informacji nie jest obowiązkowe; stosuje się ją wyłącznie dla celów uzupełniających identyfikację, jako dodatek do podanej nazwy i adresu.

3.10. Adres zakładu, na którego terenie prowadzona jest eksploatacja instalacji	
3.11. Współrzędne geograficzne położenia instalacji	
4.1. Imię i nazwisko osoby do kontaktów	
4.2. Adres służbowy osoby do kontaktów	
4.3. Numer telefonu i faksu służbowego osoby do kontaktów	
4.4. E-mail służbowy osoby do kontaktów	
Sekcja B	
1. Rodzaje instalacji	
2. Opis i charakterystyka techniczna źródeł powstawania i miejsc emisji substancji	
3. Informacja, czy instalację wykorzystywaną do procesów spalania, taką jak np. elektrociepłownia pracująca w skojarzeniu, uznaje się za część innej instalacji (instalacji innego rodzaju), czy za odrębną instalację	
Rodzaj instalacji 1	
Rodzaj instalacji 2	
Rodzaj instalacji ...	
Rodzaj instalacji N	
4. Źródło w ramach rodzaju instalacji (1.N)/zdolność produkcyjna ⁷⁾ lub nominalna moc cieplna ⁸⁾	
Źródło 1/zdolność produkcyjna lub nominalna moc cieplna	
Źródło 2/zdolność produkcyjna lub nominalna moc cieplna	
Źródło N/zdolność produkcyjna lub nominalna moc cieplna	
Sekcja C	
Plan monitorowania	
1. Informacje dotyczące zakresu obowiązków związanych z monitorowaniem i raportowaniem w odniesieniu do danej instalacji	
2. Opis metody obliczeń lub metody pomiarów, która ma być zastosowana	
3. Wykaz poziomów dokładności i opis spełniania odpowiednich wymogów przez prowadzącego instalację dla poszczególnych elementów zestawu danych dla każdego strumienia paliw lub materiałów wsadowych, który ma być objęty monitorowaniem	

⁷⁾ Maksymalna ilość wyrobu lub wyrobów, która może być wytworzona w jednostce czasu w normalnych warunkach pracy instalacji.

⁸⁾ Ilość energii wprowadzonej do instalacji w paliwie w jednostce czasu przy jej nominalnym obciążeniu.

Paliwo 1			
Rodzaj paliwa			
Parametr	Wymagany poziom dokładności	Stosowany poziom dokładności ⁹⁾	Opis sposobu spełniania wymagań danego poziomu dokładności dla każdego strumienia paliw, który ma być objęty monitorowaniem
Ilość zużytego paliwa			
Wartość opałowa paliwa			
Wskaźnik emisji			
Współczynnik utleniania			
Fracja biomasy			
Paliwo 1 lub materiał 1 (ewentualnie proces)			
Rodzaj paliwa lub materiału			
Parametr	Wymagany poziom dokładności	Stosowany poziom dokładności	Opis sposobu spełniania wymagań danego poziomu dokładności dla każdego strumienia paliw lub materiałów wsadowych, który ma być objęty monitorowaniem
Dane dotyczące rodzaju działalności			
Wskaźnik emisji			
Współczynnik konwersji			
4. Opis systemów pomiarowych oraz specyfikacje i dokładną lokalizację przyrządów pomiarowych, które zostaną zastosowane do każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw, który ma być objęty monitorowaniem			
Paliwo 1			
Rodzaj paliwa			
Parametr	Opis systemów pomiarowych oraz specyfikacja i dokładna lokalizacja przyrządów pomiarowych		
Ilość zużytego paliwa			
Wartość opałowa paliwa			
Wskaźnik emisji			
Współczynnik utleniania			
Fracja biomasy			

⁹⁾ Stosowany poziom dokładności — należy wpisać przy wykorzystywaniu przez prowadzącego instalację możliwości odstępstw.

Paliwo 1 lub materiał 1 (ewentualnie proces)	
Rodzaj paliwa lub materiału	
Parametr	Opis systemów pomiarowych oraz specyfikacja i dokładna lokalizacja przyrządów pomiarowych
Dane dotyczące działalności	
Wskaźnik emisji	
Współczynnik konwersji	
5. Dowody wykazujące zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących rodzaju instalacji oraz innych parametrów dla poziomów dokładności zastosowanych dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw (w stosownych przypadkach)	
6. Opis metody stosowanej do próbkowania paliwa i materiałów w celu ustalenia wartości opałowej, zawartości węgla, wskaźników emisji i współczynnika utleniania lub konwersji oraz zawartości biomasy dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw	
Paliwo 1	
Rodzaj paliwa	
Parametr	Opis metody stosowanej do próbkowania paliwa
Ilość zużytego paliwa	
Wartość opałowa paliwa	
Wskaźnik emisji	
Współczynnik utleniania	
Frakcja biomasy	
Paliwo 1 lub materiał 1 (ewentualnie proces)	
Rodzaj paliwa lub materiału	
Parametr	Opis metody stosowanej do próbkowania materiałów
Dane dotyczące rodzaju działalności	
Wskaźnik emisji	
Współczynnik konwersji	

7. Opis źródeł lub metod analitycznych, które prowadzący instalację zamierza użyć do określenia wartości opałowych, zawartości węgla, wskaźnika emisji, współczynnika utleniania, współczynnika konwersji lub frakcji biomasy dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw	
Paliwo I	
Rodzaj paliwa	
Parametr	Opis źródeł lub metod analitycznych, które prowadzący instalację zamierza użyć do określenia dla każdego ze strumieni paliw
Ilość zużytego paliwa	
Wartość opałowa paliwa	
Wskaźnik emisji	
Współczynnik utleniania	
Frakcja biomasy	
Paliwo I lub materiał I (ewentualnie proces)	
Rodzaj paliwa lub materiału	
Parametr	Opis źródeł lub metod analitycznych, które prowadzący instalację zamierza użyć do określenia dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych lub paliw
Dane dotyczące rodzaju działalności	
Wskaźnik emisji	
Współczynnik konwersji	
8. Wykaz i opis nieakredytowanych laboratoriów i odnośnych procedur analitycznych, wraz z wykazem wszelkich odnośnych procedur zapewnienia jakości	
9. Opis systemu ciągłego pomiaru emisji do wykorzystania na potrzeby monitorowania źródeł emisji (w tym punktów pomiarowych, częstotliwości pomiarów, stosowanych urządzeń, procedur wzorcowania, gromadzenia danych i procedur ich przechowywania oraz metod potwierdzania obliczeń i sprawozdawczości w zakresie danych dotyczących rodzaju instalacji, wskaźników emisji)	
10. W przypadku kiedy zastosowano metodę rezerwową — wyczerpujący opis metody i analizy niepewności	

11. Opis procedur pozyskiwania danych i ich obróbki oraz działań kontrolnych	
12. Informacje na temat odpowiednich powiązań z działaniami podejmowanymi w ramach programu ekzarządzania i audytu (EMAS) ¹⁰⁾ lub innych systemów zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska, w szczególności na temat procedur i kontroli mających znaczenie dla monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do wielkości emisji CO ₂	
Uzupełnienia	

10. Zmiany w planie monitorowania muszą być precyzyjnie sformułowane, uzasadnione i w pełni udokumentowane w wewnętrznej dokumentacji prowadzonej przez prowadzącego instalację oraz w rocznym raporcie.

Część A

Obliczanie wielkości emisji CO₂

1. Do obliczania wielkości emisji CO₂ stosuje się następujący wzór:

$$E = D \cdot We \cdot Wu$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji (zużyte paliwo i wartość opałowa),
We — oznacza wskaźnik emisji wyrażony w [Mg CO₂/TJ],
Wu — oznacza współczynnik utleniania wyrażony jako ułamek liczby całkowitej,

lub wzór z alternatywnej metody, o ile metoda taka jest określona w załącznikach nr 2—11 do rozporządzenia, dotyczących poszczególnych rodzajów instalacji.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącą z procesu spalania paliw oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = Zp \cdot We \cdot Wu$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
Zp — oznacza ilość zużytego paliwa wyrażoną w postaci zawartości energii [TJ],
We — oznacza wskaźnik emisji wyrażony w [Mg CO₂/TJ],
Wu — oznacza współczynnik utleniania wyrażony jako ułamek liczby całkowitej.

$$Zp = C \cdot NCV$$

gdzie:

- C** — oznacza zużyte paliwo [Mg] lub [m³],
NCV — oznacza wartość opałową paliwa [TJ/Mg] lub [TJ/m³].

Węgiel [C] zawarty w paliwie, który w procesie spalania nie uległ całkowitemu utlenieniu do postaci CO₂, uwzględnia się we współczynniku utleniania i wyraża jako ułamek liczby całkowitej. W przypadku gdy współczynnik utleniania uwzględnia się we wskaźniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika utleniania.

3. Szczegółowe wzory obliczeń wielkości emisji CO₂ z procesu spalania są określone w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

4. Wielkość emisji CO₂ pochodzącą z procesów technologicznych oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = D \cdot We \cdot Wk$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji oparte na parametrze zużycia materiałów, wydajności przetwórczej lub wielkości produkcji; wyrażone jako [Mg] lub [m³],
We — oznacza wskaźnik emisji wyrażony w [Mg CO₂/Mg lub Mg CO₂/m³],
Wk — oznacza współczynnik konwersji.

Węgiel zawarty w materiałach wsadowych, który w trakcie procesu spalania nie ulega całkowitemu utlenieniu do postaci CO₂, uwzględnia się we współczynniku konwersji i wyraża jako ułamek liczby całkowitej. W przypadku gdy współczynnik konwersji uwzględnia się we wskaźniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika konwersji. Ilość użytego materiału wsadowego wyraża się parametrami masy lub objętości [Mg lub m³].

¹⁰⁾ Europejski system ekzarządzania i audytu EMAS — na podstawie ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o krajowym systemie ekzarządzania i audytu (EMAS) (Dz. U. Nr 70, poz. 631, z 2005 r. Nr 175, poz. 1462 oraz z 2007 r. Nr 93, poz. 621).

5. Szczegółowe określenie metody obliczania wielkości emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych dotyczących różnych rodzajów instalacji są określone w załącznikach nr 3—11 do rozporządzenia.

Poziomy dokładności

1. Można zastosować różne poziomy dokładności dla różnych elementów zestawu danych, jeżeli są one opisane w procedurze monitorowania określonej w zezwoleniu.

2. Stosuje się metodę najwyższego poziomu dokładności do ustalania wszystkich zmiennych dla wszystkich strumieni materiałów wsadowych lub paliw w odniesieniu do wszystkich instalacji należących do grupy emisji B lub C.

3. Można zastosować niższy poziom dokładności dla danego elementu zestawu danych, najbliższy w ramach metodyki monitorowania, wyłącznie w przypadku, gdy w sposób przekonujący udokumentuje się, że zastosowanie najwyższego poziomu dokładności jest z przyczyn technicznych niewykonalne lub będzie skutkowało nieracjonalnie wysokimi kosztami.

4. Stosuje się w stosunku do wszystkich głównych źródeł w instalacji i głównych strumieni materiałów wsadowych co najmniej poziomy dokładności określone w tabeli nr 4.

5. Można zastosować poziom dokładności 1 jako minimum dla elementów zestawu danych stosowanych w obliczeniach wielkości emisji z pomniejszych źródeł, pomniejszych strumieni materiałów wsadowych oraz zastosować metody monitorowania i sprawozdawczości, korzystając z własnej oceny szacunkowej dla źródeł *de minimis* i strumienia materiałów wsadowych lub paliw *de minimis*, nie stosując podziału na poziomy dokładności.

6. W odniesieniu do paliwa z biomasy i materiałów kwalifikujących się jako czyste można zastosować metody monitorowania bez podziału na poziomy dokładności, w odniesieniu do instalacji lub technicznie możliwych do zidentyfikowania jej części, chyba że stosuje się metodę odejmowania obliczonej wartości emisji pochodzącej z biomasy od wartości emisji określonej za pomocą ciągłego pomiaru emisji. Takie metody niestosujące podziału na poziomy dokładności obejmują metodę bilansu energetycznego.

7. Wielkości emisji CO₂ pochodzące z paliw zawierających zanieczyszczenia w formie skamielin i materiałów kwalifikujących się jako biomasa podaje się i szacuje się przy pomocy metod niestosujących podziału na poziomy dokładności. Paliwa mieszane i materiały zawierające biomasę charakteryzuje się z zastosowaniem wymagań części G pkt 4, chyba że strumień materiałów wsadowych kwalifikuje się jako źródła *de minimis* lub strumień materiałów wsadowych lub paliw *de minimis*.

8. Jeżeli zastosowanie metodyki najwyższego poziomu dokładności lub zastosowanie poziomu dokładności określonego w zezwoleniu są czasowo nie-

wykonalne z powodów technicznych, można zastosować najwyższy z dostępnych poziomów dokładności, do czasu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie poprzedniego poziomu. Należy podjąć wszelkie działania niezbędne do jak najszybszego przywrócenia poziomu dokładności stosowanego pierwotnie do celów monitorowania i raportowania. Zmiany poziomów dokładności muszą być w pełni udokumentowane i opisane w rocznym raporcie ze szczegółowymi informacjami na temat przejściowej metodyki monitorowania.

9. Luki w danych, wynikające z okresów przerw w pracy systemów pomiarowych, należy traktować zgodnie z dobrą praktyką zawodową, zapewniającą zachowawcze oszacowanie wielkości emisji, z uwzględnieniem przepisów dokumentu referencyjnego w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli¹¹⁾.

10. W przypadku zmiany poziomów dokładności w trakcie roku okresu rozliczeniowego wielkość emisji CO₂ określa się jako oddzielne części raportu w odniesieniu do odpowiednich części danego roku okresu rozliczeniowego.

Metody rezerwowe

1. W przypadkach, w których zastosowanie co najmniej poziomu dokładności 1 dla strumieni materiałów wsadowych, z wyjątkiem źródeł *de minimis*, strumienia materiałów wsadowych lub paliw *de minimis*, jest technicznie niewykonalne lub skutkowałoby nieracjonalnymi kosztami, stosuje się tzw. metodę rezerwową. Zwalnia to z obowiązku zastosowania wymagań z części A „Poziomy dokładności” niniejszego załącznika do rozporządzenia i pozwala na opracowanie w pełni zindywidualizowanej metodyki monitorowania. Przedstawia się przekonujące uzasadnienie, że przez zastosowanie tej alternatywnej metodyki w odniesieniu do całej instalacji, ogólne poziomy niepewności podane w tabeli nr 1 załącznika nr 1 do rozporządzenia dla rocznej wielkości emisji CO₂ zostają spełnione dla całej instalacji.

2. Analiza niepewności ocenia ilościowo niepewności wszystkich elementów zestawu danych stosowanych do obliczenia rocznej wielkości emisji CO₂¹²⁾. Analizę przeprowadza się na podstawie danych z poprzedniego roku oraz aktualizuje się ją co roku i załącza do rocznego raportu.

3. Stosuje się i podaje w rocznym raporcie dostępne dane lub najlepsze szacunki zestawu danych, w stosownych przypadkach stosując analizy laboratoryjne. Odpowiednie metody zamieszcza się w planie monitorowania. Tabela nr 1 nie ma zastosowania do instalacji, w których wielkość emisji CO₂ określa się za pomocą ciągłego pomiaru emisji, zgodnie z załącznikiem nr 14 do rozporządzenia.

¹¹⁾ „Dokument referencyjny w sprawie ogólnych zasad monitorowania”, lipiec 2003 r.

¹²⁾ „Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement, ISO”; wydanie polskie „Wyrażanie niepewności pomiaru. Przewodnik”, Główny Urząd Miar, 1999 r., oraz norma ISO 5172.

Tabela nr 1. Rezerwowe progi całkowitej niepewności

Instalacje należące do grupy emisji	Próg niepewności, jaki ma być osiągnięty w odniesieniu do całkowitej rocznej wielkości emisji CO ₂
A	±7,5 %
B	±5,0 %
C	±2,5 %

Dane dotyczące rodzaju instalacji

1. Dane dotyczące rodzaju instalacji reprezentują informacje o przepływie materiałów, zużyciu paliwa, materiałach wsadowych lub o wielkości produkcji, wyrażonych w jednostkach energii [TJ] (w wyjątkowych przypadkach również jako masa lub objętość [Mg lub m³]) odnośnie do paliwa oraz masy lub objętości surowców lub produktów [Mg lub m³].

Można zastosować dane dotyczące rodzaju instalacji określone na podstawie zakupionej ilości paliwa lub materiału — potwierdzonej rachunkiem, określonych zgodnie z poziomami dokładności opisanymi w zezwoleniu.

2. W przypadku gdy danych dotyczących rodzaju instalacji na potrzeby obliczenia wielkości emisji CO₂ nie można określić bezpośrednio, dane te określa się poprzez ocenę zmian zapasów, obliczając przy użyciu następującego wzoru:

$$MC = MP + (MS - ME) - MO$$

gdzie:

- MC** — oznacza materiał przetworzony w danym roku okresu rozliczeniowego,
- MP** — oznacza materiał zakupiony w danym roku okresu rozliczeniowego,
- MS** — oznacza zapas materiału istniejący na początku danego roku okresu rozliczeniowego,
- ME** — oznacza zapas materiału pozostały na końcu danego roku okresu rozliczeniowego,
- MO** — oznacza materiał wykorzystany do innych celów (do transportu lub odsprzedaży).

3. W przypadku gdy ustalenie ilości MS i ME za pomocą bezpośrednich pomiarów jest technicznie niewykonalne albo powodowałoby ponoszenie nieracjonalnie wysokich kosztów, można oszacować te dwie wielkości w oparciu o dane z poprzednich lat w korelacji z wielkością produkcji w danym roku okresu rozliczeniowego lub udokumentowanych metod i odnośnych danych w zweryfikowanych sprawozdaniach finansowych za dany rok okresu rozliczeniowego.

4. W przypadku gdy określenie danych dotyczących rodzaju instalacji dla całego roku rozliczeniowego jest technicznie niewykonalne lub mogłoby skutkować nieracjonalnie wysokimi kosztami, wybiera się

następny odpowiedni dzień roboczy, który oddzieli dany rok rozliczeniowy od następnego. Odchylenia, które mogą stosować się do jednego lub kilku strumieni materiałów wsadowych, odnotowuje się, dając podstawę wartości reprezentatywnej dla roku kalendarzowego, a następnie konsekwentnie uwzględnia się w następnym roku.

Wskaźniki emisji CO₂

1. Wskaźniki emisji CO₂ opierają się na zawartości węgla [C] w paliwach lub materiałach wsadowych. Wyraża się je jako współczynniki spalania [Mg CO₂/TJ] lub współczynniki procesu [Mg CO₂/Mg albo Mg CO₂/m³].

2. W przypadku gdy stosowanie wskaźników emisji CO₂ dla paliwa wyrażonych w [Mg CO₂/TJ] skutkowałoby nieracjonalnymi kosztami, to do monitorowania wielkości emisji CO₂ można stosować względem paliw wskaźnik emisji CO₂ ze spalania, oparty na zawartości węgla w paliwach wyrażony w [Mg CO₂/Mg]. Do przeliczania węgla [C] na odpowiednią wartość dla CO₂ stosuje się współczynnik¹³⁾ 3,664 [Mg CO₂/Mg C].

3. Wskaźniki emisji CO₂ oraz sposoby wyznaczania wskaźników emisji CO₂ dla konkretnych rodzajów instalacji są określone w częściach E i G.

4. Wyższe poziomy dokładności wymagają wyznaczenia specjalnych wskaźników emisji CO₂ dla konkretnych rodzajów instalacji zgodnie ze sposobami określonymi w części G. Metody oparte na poziomie dokładności 1 wymagają użycia referencyjnych wskaźników emisji CO₂, określonych w części E.

5. Biomase uznaje się za substancję neutralną pod względem emisji CO₂, w związku z tym do biomasy stosuje się wskaźnik emisji CO₂ wynoszący zero [Mg CO₂/TJ lub Mg lub m³]. Wykaz różnych rodzajów materiałów uznawanych za biomasę jest określony w części F.

6. W odniesieniu do paliw lub materiałów zawierających zarówno węgiel [C] pochodzenia kopalnego, jak i węgiel [C] w postaci biomasy stosuje się ważony wskaźnik emisji CO₂ oparty na procentowej zawartości węgla kopalnego w łącznej zawartości węgla w pa-

¹³⁾ Współczynnik określa się jako stosunek mas atomowych węgla (12,011) i tlenu (15,9994).

liwie. Obliczenie odpowiednio dokumentuje się zgodnie z wymaganiami określonymi w części G.

7. CO₂ związany w paliwie, który jest przenoszony do instalacji objętych wspólnotowym systemem jako część paliwa, włącza się do wskaźnika emisji CO₂ dla tego paliwa. CO₂ związany w paliwie, pochodzący ze strumienia materiałów wsadowych, ale następnie przeniesiony z instalacji jako część paliwa, może zostać odjęty od wielkości emisji CO₂ z tej instalacji — niezależnie od tego, czy zostaje dostarczony do innej instalacji objętej systemem, czy nie. W każdym przypadku zostaje on uwzględniony w rocznym raporcie jako informacja dodatkowa.

Współczynnik utleniania lub konwersji

1. W przypadku gdy dany wskaźnik emisji CO₂ nie uwzględnia procentowej zawartości węgla [C], który nie uległ utlenieniu lub nie został przetworzony w procesie, stosuje się dodatkowo współczynnik utleniania lub konwersji.

2. W przypadku gdy w danej instalacji stosowane są różne paliwa lub materiały i oblicza się współczynniki utleniania dla konkretnych rodzajów instalacji, można określić jeden zbiorczy współczynnik utleniania dla rodzaju instalacji i stosować go względem wszystkich paliw lub materiałów albo przypisać niecałkowite utlenianie do jednego głównego strumienia paliwa lub materiału, a wobec innych paliw lub materiałów stosować wartość współczynnika utleniania równą 1.

Przenoszony CO₂

1. CO₂, który nie został wyemitowany z instalacji, lecz został wyprowadzony z niej w postaci czystej substancji, lub został bezpośrednio wykorzystany i związany w produkcie lub surowcu wsadowym, odejmuje się od obliczonej wielkości emisji CO₂, opisując sposób wyliczenia ilości przenoszonego CO₂. Odnośną ilość przenoszonego CO₂ zgłasza się jako pozycję dodatkową w rocznym raporcie.

2. Za przenoszony CO₂ można uznawać czysty CO₂, który zostaje wyprowadzony z instalacji m. in. w celu wykorzystania:

- 1) do nasycania napojów;
- 2) jako suchy lód do celów chłodniczych;
- 3) jako czynnik gaśniczy, czynnik chłodniczy lub jako gaz laboratoryjny;
- 4) do dezynfekcji ziarna;
- 5) w produktach i surowcach w przemyśle spożywczym, chemicznym lub celulozowym;
- 6) jako węglany związane w suszony rozpryskowo produkt z półsuchego oczyszczania gazów spalinowych (SDAP).

3. W stosownych przypadkach masę CO₂ lub węglanu przenoszonego rocznie określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż

1,5 % bezpośrednio, stosując przepływomierze masy lub objętości lub ważąc, albo pośrednio z masy odnośnego produktu.

4. W przypadkach, w których część przenoszonego CO₂ została wygenerowana z biomasy lub gdy instalacja tylko częściowo jest objęta wspólnotowym systemem, odejmuje się tylko odpowiednią frakcję masy przenoszonego CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych i materiałów. Odpowiednie metody przypisywania tych frakcji szacuje się zachowawczo.

Część B

Pomiary wielkości emisji CO₂

1. Wielkość emisji CO₂ może być określona przy użyciu systemów ciągłych pomiarów emisji, zwanych dalej „CEMS”, ze wszystkich lub z wybranych źródeł, stosując do tego celu znormalizowane lub przyjęte metody potwierdzające, że stosowanie metody CEMS umożliwia osiągnięcie większej dokładności niż obliczenie wielkości emisji CO₂ przy użyciu najwyższych poziomów dokładności.

2. Konkretnie rozwiązania w zakresie metod opartych na pomiarach przedstawiono w załączniku nr 14 do rozporządzenia.

3. System CEMS po uruchomieniu poddaje się okresowym kontrolom pod kątem jego funkcjonalności i prawidłowości działania. Kontrole systemu obejmują:

- 1) czas reakcji;
- 2) liniowość;
- 3) interferencje;
- 4) dryft wartości dla mierzonej wielkości;
- 5) dokładność w porównaniu do metody referencyjnej.

4. W zmierzonych wielkościach emisji CO₂ wartość emisji CO₂ pochodzącą z frakcji biomasy wyznaczoną w oparciu o metodę obliczeniową odejmuje się od całkowitej emisji CO₂ z instalacji i zgłasza jako pozycję dodatkową.

Poziomy dokładności metod pomiarowych

1. Dla każdego źródła wymienionego w zezwoleniu, dla którego odnośne wielkości emisji CO₂ ustalone są z zastosowaniem CEMS, stosuje się najwyższy poziom dokładności zgodny z załącznikiem nr 14 do rozporządzenia.

2. Niższy poziom dokładności wobec danego elementu zestawu danych, najbliższy w hierarchii metodyki monitorowania, można zastosować tylko w przypadku przedłożenia przekonujących dowodów, że zastosowanie najwyższego poziomu dokładności jest z przyczyn technicznych niewykonalne lub doprowadzi do nieracjonalnie wysokich kosztów. Dlatego wybrany poziom dokładności metody powinien zapewniać najwyższy poziom dokładności, jaki jest technicznie wykonalny, i nie prowadzić do ponoszenia nieracjonalnie wysokich kosztów.

3. W odniesieniu do okresu rozliczeniowego 2008—2012 stosuje się co najmniej poziom dokładności 2, wskazany w załączniku nr 14 do rozporządzenia, chyba że nie jest to technicznie wykonalne.

Dalsze procedury i wymagania

1. Tempo zbierania prób danych

Średnie godzinowe („prawidłowy godzinowy zbiór danych”) oblicza się w stosownych przypadkach dla wszystkich elementów ustalania emisji, zgodnie z załącznikiem nr 14 do rozporządzenia, przez wykorzystanie wszystkich punktów danych dostępnych dla tej konkretnej godziny.

W przypadku sprzętu, który nie był kontrolowany lub który pozostawał niesprawny przez część tej godziny, średnią godzinową oblicza się proporcjonalnie do pozostałych punktów danych dla tej konkretnej godziny.

W przypadku gdy nie ma możliwości obliczenia prawidłowego godzinowego zbioru danych dla elementu ustalenia emisji z uwagi na fakt, że dostępnych jest mniej niż 50 % maksymalnej liczby godzinowych punktów danych¹⁴⁾, godzina taka jest stracona. W każdym przypadku gdy obliczenie prawidłowego godzinowego zbioru danych jest niemożliwe, oblicza się wartości zastępcze.

2. Brakujące dane

W przypadku gdy nie można otrzymać prawidłowego godzinowego zbioru danych dla jednego lub więcej elementów obliczeń emisji ze względu na brak kontroli nad sprzętem (np. w przypadku wzorcowania lub błędów wynikających z zakłóceń) lub jego niesprawności, określa się wartości zastępcze dla każdej z brakujących godzin z prawidłowym zbiorem danych zgodnie z poniższym:

— stężenia

W przypadku gdy nie można uzyskać prawidłowego godzinowego zbioru danych dla parametru mierzonego bezpośrednio jako stężenie, wartość zastępczą C_{zast}^* dla tej godziny oblicza się w następujący sposób:

$$C_{zast}^* = \bar{C} + \sigma_{C_-}$$

gdzie:

- \bar{C} — średnia arytmetyczna stężeń konkretnego parametru,
- σ_{C_-} — najlepsza wartość szacunkowa odchylenia standardowego stężenia konkretnego parametru.

Średnią arytmetyczną i odchylenie standardowe oblicza się na koniec danego roku okresu rozliczeniowego z całego zbioru danych dotyczących emisji odnotowanych w trakcie tego roku okresu

rozliczeniowego. Jeśli taki okres nie ma zastosowania ze względu na znaczne zmiany technologiczne w instalacji, określa się w sposobie monitorowania reprezentatywne ramy czasowe, w miarę możliwości trwające 1 rok.

Obliczenia średniej arytmetycznej i odchylenia standardowego przedstawia się weryfikatorowi.

— inne parametry

W przypadku gdy nie można uzyskać prawidłowego godzinowego zbioru danych dla parametrów niemierzonych bezpośrednio jako stężenia, wartości zastępcze tych parametrów otrzymuje się z modelu bilansu masowego lub metodą bilansu energetycznego w procesie. Pozostałe mierzone elementy obliczenia emisji wykorzystuje się do walidacji wyników.

Model bilansu masowego lub energetycznego i założenia stanowiące ich podstawę dokumentuje się i przedstawia weryfikatorowi wraz z wynikami obliczeń.

3. Potwierdzające obliczenia emisji

Równoległe z ustalaniem wielkości emisji CO₂ metodami opartymi na pomiarach, roczną wielkość emisji CO₂ określa się przez obliczenia oparte na jednym z poniższych rozwiązań:

- 1) obliczenia wielkości emisji CO₂ przedstawione w odnośnych załącznikach do rozporządzenia dla poszczególnych rodzajów instalacji, przy czym w celu obliczenia wielkości emisji CO₂ można stosować niższe poziomy dokładności, lub
- 2) obliczenia wielkości emisji CO₂ przedstawione w Wytycznych Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu z 2006 r., zwanych dalej „wytycznymi IPCC”, przy czym można zastosować metody poziomu dokładności 1.

Między wynikami pomiarów i metody obliczeniowej mogą wystąpić odchylenia. Bada się korelacje pomiędzy wynikami z pomiarów i z metody obliczeniowej, uwzględniając możliwość zaistnienia rodzajowego odchylenia wynikającego z zastosowania tych dwu różnych metod. Biorąc pod uwagę tę korelację, wykorzystuje się wyniki metody obliczeniowej do skróśnego sprawdzenia wyników uzyskanych metodą pomiarów.

Określa się i umieszcza w rocznym raporcie odnośne dane, jeżeli są dostępne, lub najlepsze możliwe szacunki danych dotyczących rodzaju instalacji, wartości opałowych, wskaźników emisji CO₂, współczynników utleniania i innych parametrów wykorzystanych do ustalania wielkości emisji CO₂, zgodnie z załącznikami nr 2—11 do rozporządzenia, wykorzystując w stosownych przypadkach analizy. W planie monitorowania określa się odnośne metody, jak również wybraną metodę potwierdzania obliczeń.

W przypadku gdy porównanie z wynikami metody obliczeniowej wskazuje wyraźnie na nieprawidłowości w wynikach pomiarów, stosuje się wartości zastępcze.

¹⁴⁾ W stosunku do maksymalnej liczby punktów danych godzinowych, wynikających z częstotliwości pomiarów.

Część C

Ocena niepewności

1. Obliczenie

- 1) W odniesieniu do metodyki opartej na obliczeniach, opisanej w zezwoleniu, określa się kombinację poziomów dokładności dla każdego strumienia materiałów wsadowych w ramach danej instalacji oraz wszystkie inne szczegółowe aspekty metodyki monitorowania wybranej dla danej instalacji. W ten sposób określa się zakres niepewności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania metodyki monitorowania.
- 2) Przedstawienie kombinacji poziomów dokładności w raporcie uznaje się za określenie niepewności w zakresie sprawozdawczości. W przypadku stosowania metodyki opartej na obliczeniach, nie ma wymogu przedstawienia sprawozdania na temat niepewności.
- 3) Dopuszczalne niepewności systemu pomiarowego dla poszczególnych poziomów dokładności obejmują określone niepewności funkcjonowania zastosowanych urządzeń pomiarowych, niepewności związane z wzorcowaniem urządzeń (w stosownych przypadkach z wzorcowaniem) oraz wszelkie dodatkowe niepewności związane z wykorzystywaniem urządzeń w praktyce. Przedstawione wartości progowe w ramach poziomów dokładności odnoszą się do niepewności związanych z wartością za jeden rok okresu rozliczeniowego.
- 4) W zakresie dotyczącym paliw lub materiałów w obrocie handlowym zezwala się na określenie rocznego przepływu paliwa/materiału wyłącznie na podstawie fakturowanej ilości paliwa/materiału, bez dalszego udowadniania towarzyszących niepewności, a zastosowanie odpowiednich norm krajowych lub międzynarodowych zapewnia spełnienie odpowiednich wymagań w odniesieniu do danych na temat rodzaju instalacji w zakresie transakcji handlowych.
- 5) We wszystkich pozostałych przypadkach przedstawia się na piśmie dowody dotyczące poziomu niepewności związanego z określeniem danych dotyczących rodzaju instalacji dla każdego strumienia materiałów wsadowych, w celu wykazania zgodności z progami niepewności zdefiniowanymi w załącznikach nr 2–11 do rozporządzenia.
- 6) Obliczenia sporządza się na podstawie specyfikacji dostarczonych przez dostawcę przyrządów pomiarowych. Jeżeli specyfikacje takie nie są dostępne, zapewnia się oszacowanie niepewności takiego przyrządu pomiarowego. W obu przypadkach uwzględnia się konieczne korekty do tych specyfikacji wynikające z rzeczywistych warunków użytkowania, takich jak: starzenie się urządzenia, warunki środowiska fizycznego, wzorcowanie i utrzymanie. Poprawki te mogą obejmować zachowawcze osądy dokonywane przez ekspertów.
- 7) W przypadku stosowania systemów pomiarowych bierze się pod uwagę zbiorczy wpływ wszystkich składowych systemu na niepewność danych dotyczących rodzaju instalacji, stosując prawo propagacji błędów, z którego wynikają

dwie dogodnie reguły uwzględniania nieskorelowanych niepewności przy ich dodawaniu i mnożeniu, lub stosując odpowiednie zachowawcze przybliżenia, jeżeli występują niepewności współzależne:

- a) dla niepewności sumy (np. poszczególnych wartości wchodzących w skład wartości rocznej):

dla nieskorelowanych niepewności:

$$U_{\text{całk}} = \frac{\sqrt{(U_1 \cdot x_1)^2 + (U_2 \cdot x_2)^2 + \dots + (U_n \cdot x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

dla skorelowanych niepewności:

$$U_{\text{całk}} = \frac{(U_1 \cdot x_1) + (U_2 \cdot x_2) + \dots + (U_n \cdot x_n)}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

gdzie:

$U_{\text{całk}}$ — niepewność iloczynu wyrażona w procentach,

x_n i U_n — niepewne wielkości i związane z nimi procentowe niepewności,

- b) dla niepewności iloczynu (np. różnych parametrów użytych do przeliczenia odczytów przyrządu):

dla nieskorelowanych niepewności:

$$U_{\text{całk}} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$$

dla skorelowanych niepewności:

$$U_{\text{całk}} = U_1 + U_2 + \dots + U_n$$

gdzie:

$U_{\text{całk}}$ — niepewność produktu wyrażona w procentach,

U_n — procentowe niepewności związane z każdą wielkością.

- 8) Poprzez proces zapewniania jakości i kontroli jakości panuje się nad zakresem i zmniejsza pozostające niepewności w danych dotyczących wielkości emisji CO₂ przedstawianych w rocznym raporcie. W trakcie procesu weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania metodyki monitorowania opisanej w zezwoleniu, ocenia sposób zarządzania niepewnościami i zmniejszanie pozostających niepewności za pomocą stosowanych procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

2. Pomiary

- 1) Do monitorowania wielkości emisji CO₂ można zastosować sposób monitorowania oparty na pomiarach, jeżeli prowadzi on do wiarygodnych wyników o niższym poziomie niepewności niż odpowiednia metoda obliczeniowa. Zgłasza się ilościowe wyniki poszerzonej analizy niepewności, uwzględniającej następujące źródła niepewności:

- a) określone niepewności urządzeń do prowadzenia ciągłego pomiaru,

- b) niepewności związane z wzorcowaniem urządzeń,
 - c) dodatkowe niepewności związane z praktycznym wykorzystaniem urządzeń monitorujących.
- 2) Uzasadnia się użycie systemu ciągłych pomiarów emisji dla wybranych lub wszystkich źródeł w ramach instalacji, jak również wszystkie szczegółowe aspekty metodyki monitorowania dla tych źródeł. W ten sposób określa się zakres niepewności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania metodyki monitorowania opisanej w zezwoleniu.
- 3) Przedstawia się w rocznym raporcie wielkość niepewności, wynikającą z wstępnej, poszerzonej analizy niepewności w odniesieniu do odpowiednich źródeł i strumieni materiałów wsadowych. Przedstawienie tej wielkości niepewności w rocznym raporcie uznawane jest za określenie niepewności.
- 4) Poprzez proces zapewnienia i kontroli jakości panuje się nad zakresem i zmniejsza pozostające niepewności w danych dotyczących emisji przedstawianych w rocznym raporcie. W trakcie procesu weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania metodyki monitorowania, ocenia sposób zarządzania niepewnościami i zmniejszanie pozostających niepewności za pomocą stosowanych procedur zapewnienia i kontroli jakości.

Część D

Sposób zapewnienia jakości i kontroli jakości

Warunki ogólne

1. W celu monitorowania wielkości emisji CO₂ opracowuje się, dokumentuje, wprowadza i utrzymuje skuteczny system gromadzenia, zarządzania i obróbki danych w zakresie monitorowania i rozliczania wielkości emisji CO₂ zgodnie z załącznikami nr 1–11 do rozporządzenia (zwane dalej „działaniami w zakresie przepływu danych”). Wspomniane działania w zakresie przepływu danych obejmują: pomiary, monitorowanie, przetwarzanie i obliczanie parametrów, umożliwiające sporządzanie rocznych raportów. Informacje przechowywane w systemie zarządzania danymi obejmują informacje wymienione w załączniku nr 12 do rozporządzenia.

System kontroli

1. Skuteczny system kontroli powinien gwarantować, aby roczny raport wynikający z działań w zakresie przepływu danych nie zawierał zafałszowań, oraz zapewniać zgodność rocznego raportu z procedurą monitorowania określoną w zezwoleniu i niniejszym załączniku.

2. System kontroli powinien składać się z procesów mających na celu skuteczne monitorowanie i sprawozdawczość, zgodnie z założeniami projektu i procesu wdrożenia go przez osoby odpowiedzialne za roczne raporty. System kontroli składa się z następujących części:

- 1) własny system stosowany do oceny ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli

wewnętrznej, przeinaczeń lub opuszczeń (zafałszowań) w rocznych raportach oraz do oceny niezgodności z planem monitorowania, procedurą monitorowania określoną w zezwoleniu i niniejszym załączniku do rozporządzenia;

- 2) działania kontrolne, pomagające ograniczyć stwierdzone czynniki ryzyka.

3. Ocenia się i ulepsza system kontroli, w celu uniknięcia zafałszowań i istotnych niezgodności z wymaganiami w rocznym raporcie. Oceny obejmują wewnętrzne audyty systemu kontrolnego i danych sprawozdawczych. System kontroli może zawierać odniesienia do innych procedur i dokumentów, w tym do tych zawartych w ramach programu ekzarządzania i audytu (EMAS)¹⁵ lub innych systemów zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska, a także systemów kontroli finansowej. W przypadku takiego odniesienia dba się, by odpowiedni i możliwy do zastosowania system uwzględniał wymagania zawarte w planie monitorowania, zezwoleniu i właściwym załączniku do rozporządzenia.

Działania kontrolne

Dla potrzeb kontroli i ograniczenia ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej wskazuje się i wdraża poniższe działania kontrolne.

Procedury i zakres obowiązków

1. Opisuje się obowiązki w zakresie działań związanych z przepływem danych, jak również działań kontrolnych. W miarę możliwości oddziela się obowiązki kolidujące ze sobą, w tym obowiązki dotyczące działań w zakresie obróbki i kontroli, wprowadzając w zamian alternatywne środki kontroli.

2. Dokumentuje się działania w zakresie przepływu danych oraz w zakresie działań kontrolnych zgodnie z przepisami w postaci procedur pisemnych, w tym:

- 1) sekwencję i interakcję działań gromadzenia i obróbki danych, w tym stosowanych metod obliczeniowych i pomiarowych;
- 2) dokonywanie oceny ryzyka definicji systemu kontroli oraz ocen systemu kontroli;
- 3) zarządzanie niezbędnymi kompetencjami dla obowiązków przypisanych;
- 4) zapewnianie jakości w odniesieniu do stosowanego sprzętu pomiarowego i technologii informacyjnej;
- 5) wewnętrzne przeglądy danych podlegających sprawozdawczości;
- 6) procesy zlecone na zewnątrz;

¹⁵ Europejski system ekzarządzania i audytu EMAS (ang. Eco-Management and Audit Scheme) — na podstawie ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o krajowym systemie ekzarządzania i audytu (EMAS) (Dz. U. Nr 70, poz. 631, z 2005 r. Nr 175, poz. 1462 oraz z 2007 r. Nr 93, poz. 621).

7) korekty i działania naprawcze;

8) zapisy i dokumentację.

3. W stosownych przypadkach każda z tych procedur dotyczy następujących elementów:

1) obowiązków;

2) zapisów (elektroniczne lub fizyczne);

3) stosowanych systemów informatycznych;

4) wejść i wyjść, a także powiązań z poprzednim i następnym działaniem;

5) częstotliwości.

Procedury te stosuje się do ograniczania wskazanych elementów ryzyka.

Zapewnianie jakości

1. W stosownych przypadkach, zgodnie z istniejącymi przepisami ustawy z dnia 11 maja 2001 r. — Prawo o miarach¹⁶⁾ i odpowiednich rozporządzeń wykonawczych, zapewnia się regularne wzorcowanie, regulację i kontrolę stosownych urządzeń pomiarowych przed ich użyciem oraz ich sprawdzenie pod kątem zgodności z wzorcami odpowiadającymi międzynarodowym normom pomiarowym, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka. Jeżeli części składowe przyrządu pomiarowego nie mogą być wzorcowane, wskazuje się je w planie monitorowania i proponuje się alternatywne metody kontroli. W przypadku uznania danego urządzenia za niezgodne z wymogami, podejmuje się natychmiast niezbędne działania naprawcze. Wyniki wzorcowania przechowuje się przez okres 10 lat.

2. Jeżeli wykorzystuje się technologie informacyjno-komunikacyjne, to systemy informatyczne służące kontroli procesu projektuje się, dokumentuje, wdraża się, kontroluje i utrzymuje w taki sposób, by zapewnić rzetelne, dokładne i prowadzone w odpowiednim czasie przetwarzanie danych, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka. Obejmuje to poprawne wykorzystanie wzorów zawartych w planie monitorowania. Kontrola systemów informatycznych obejmuje kontrole dostępu, sporządzanie kopii zapasowych, odzyskiwanie danych, planowanie ciągłości oraz zabezpieczenia.

Przeglądy i walidacja danych

1. W celu zarządzania przepływem danych projektuje się i wdraża przeglądy i walidację danych, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka. Walidację można przeprowadzać ręcznie lub elektronicznie. Układ ich powinien być tak rozplanowany, aby granice kwalifikujące dane do odrzucenia były w miarę możliwości jasne.

2. 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.

3. Metoda wertykalna porównuje dane dotyczące emisji monitorowane dla tej samej instalacji w różnych latach. Błąd w zakresie monitorowania jest prawdopodobny, jeżeli różnic między danymi z różnych lat nie można wyjaśnić:

1) zmianami w poziomie działalności;

2) zmianami dotyczącymi paliw lub materiałów wsadowych;

3) zmianami dotyczącymi procesów emisji (np. poprawa efektywności energetycznej).

4. Metoda horyzontalna porównuje wartości wynikające z różnych systemów gromadzenia danych operacyjnych, włącznie z:

1) porównaniem dat zakupu paliw lub materiałów z danymi o zmianie zapasów (opartymi na początkowych i końcowych stanach zapasów) oraz z danymi o zużyciu dla stosownych strumieni materiałów wsadowych;

2) porównaniem wskaźników emisji obliczonych lub otrzymanych od dostawcy paliwa z referencyjnymi — krajowymi lub międzynarodowymi — wskaźnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw;

3) porównaniem wskaźników emisji opartych na analizie paliwa z referencyjnymi — krajowymi lub międzynarodowymi — wskaźnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw;

4) porównaniem wielkości emisji mierzonych i obliczanych.

Procesy zlecane na zewnątrz

Jeżeli zleca się osobie trzeciej jakiegokolwiek proces w zakresie przepływu danych, kontroluje się jakość takich procesów zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka. Określa się właściwe wymagania dotyczące dostarczonych wyników i metod oraz dokonuje przeglądu ich jakości.

Korekty i działania naprawcze

W przypadku stwierdzenia, że jakiegokolwiek ogniwo działań w zakresie przepływu danych lub działań kontrolnych (urządzenie, sprzęt, pracownik, dostawca, procedura lub inne) nie działa skutecznie lub działa poza ustalonymi granicami, podejmuje się niezwłocznie właściwe działania naprawcze w celu poprawy błędnych danych. Ocenia się prawidłowość wyników podjęcia stosownych kroków, określa przyczynę źródłową nieprawidłowego funkcjonowania lub błędu i podejmuje właściwe działanie naprawcze.

Zapisy i dokumentacja

1. W celu zagwarantowania możliwości wykazania i zapewnienia zgodności, a także zapewnienia możli-

¹⁶⁾ Tekst jednolity Dz. U. z 2004 r. Nr 243, poz. 2441.

wości odtworzenia podanych w rocznych raportach, przechowuje się zapisy wszystkich działań kontrolnych (w tym zapewnienia jakości/kontroli jakości w odniesieniu do sprzętu i systemów informatycznych, a także przeglądu i walidacji danych i korekt), jak również wszelkich informacji, przez okres co najmniej 10 lat.

2. Przechowuje się odpowiednie dokumenty, aby były dostępne, w przypadku gdy są one potrzebne do wykonania działań w zakresie przepływu danych oraz działań kontrolnych. Zapewnia się procedurę na potrzeby identyfikowania, tworzenia, rozprowadzania i kontrolowania wersji tych dokumentów.

Część E

Wskaźniki emisji

1. Część E załącznika do niniejszego rozporządzenia zawiera referencyjne wskaźniki emisji CO₂ dla poziomu dokładności 1, pozwalające na korzystanie w zakresie spalania paliw ze wskaźników niebędących specjalnymi wskaźnikami dla konkretnych rodzajów instalacji.

2. Jeżeli dane paliwo nie należy do żadnego rodzaju paliw określonych w tabeli nr 2, przypisuje się we własnym zakresie stosowane paliwo do jednego z tych rodzajów paliw.

Tabela nr 2. Wskaźniki emisji CO₂ dla paliw odniesione do wartości opałowej (NCV) oraz wartości opałowe w przeliczeniu na jednostkę masy paliwa

Rodzaj paliwa	Wskaźnik emisji CO ₂ [MgCO ₂ /TJ]	Wartość opałowa (TJ/Gg)
	Wytyczne IPCC z 2006 r. (z wyjątkiem biomasy)	Wytyczne IPCC z 2006 r.
1	2	3
Ropa naftowa	73,3	42,3
Orimulsja (emulsja wody z ropą)	76,9	27,5
Płynne na bazie gazu ziemnego	64,1	44,2
Gazolina NGL	69,2	44,3
Kerozyna	71,8	43,8
Olej łupkowy	73,3	38,1
Gaz/olej napędowy	74,0	43,0
Pozostałościowy olej napędowy	77,3	40,4
Gaz ziemny skroplony	63,0	47,3
Etan	61,6	46,4
Ciężka benzyna	73,3	44,5
Bitum	80,6	40,2
Smary	73,3	40,2
Koks ponaftowy	97,5	32,5
Półprodukty ropy	73,3	43,0
Gaz rafineryjny	51,3	49,5

1	2	3
Parafiny	73,3	40,2
Benzyna lakiernicza i SBP (White Spirit & SBP)	73,3	40,2
Inne produkty ropopochodne	73,3	40,2
Antracyt	98,2	26,7
Węgiel koksujący	94,5	28,2
Inne rodzaje węgla bitumicznego	94,5	25,8
Węgiel podbitumiczny (< 24 GJ/Mg)	96,0	18,9
Węgiel brunatny (< 17,5 GJ/Mg)	101,1	11,9
Łupki naftowe i piaski roponośne	106,6	8,9
Paliwo brykietowane	97,5	20,7
Koks z koksowni i koks z węgla brunatnego	107,0	28,2
Koks gazowniczy	107,0	28,2
Smoła węglowa	80,6	28,0
Gaz miejski	44,7	38,7
Gaz koksowniczy	44,7	38,7
Gaz wielkopiecowy	259,4	2,5
Gaz konwertorowy	171,8	7,1
Gaz ziemny	56,1	48,0
Odpady przemysłowe	142,9	nie dotyczy
Oleje odpadowe	73,3	40,2
Torf	105,9	9,8
Drewno/Odpady na bazie drewna	0	15,6
Inne rodzaje stałej biomasy pierwotnej	0	11,6
Węgiel drzewny	0	29,5
Biobenzyna	0	27,0
Biodiesel	0	27,0
Inne biopaliwa ciekłe	0	27,4
Gaz składowiskowy	0	50,4
Gaz pofermentacyjny	0	50,4
Inne rodzaje biogazu	0	50,4
	Inne źródła:	Inne źródła:
Opony zużyte	85,0	nie dotyczy
Tlenek węgla	155,2	10,1
Metan	54,9	50,0

Część F

Wykaz materiałów uznawanych za biomasę neutralną pod względem CO₂

1. Za biomasę, której przydzielony jest wskaźnik emisji CO₂ wynoszący 0 [Mg CO₂/TJ lub Mg lub m³], uznaje się:

- 1) Grupa 1: *Rośliny i części roślin* między innymi: słoma, siano i trawa, liście, drewno, korzenie, pnie, kora, rośliny uprawne, w tym kukurydza i pszenżyto;
- 2) Grupa 2: *Odpady biomasy, produkty i produkty uboczne z biomasy* między innymi: odpady przemysłowe drewna, w tym odpady z obróbki i przetwórstwa drewna, wytwarzanie przedmiotów i konstrukcji drewnianych oraz powstające przy wytwarzaniu materiałów drewnopochodnych, drewno użytkowe, w tym produkty i materiały drewniane oraz użytkowe produkty finalne i półprodukty przetwórstwa drzewnego, odpady na bazie drewna z przemysłu celulozowego, drzewne i drewnopochodne odpady przemysłu papierniczego, np. ług czarny, surowy olej talowy, olej talowy oraz olej smołowy z produkcji celulozy, pozostałości z leśnictwa, lignina z przetwarzania roślin zawierających lignocelulozę, mączka zwierzęca, rybna i spożywcza, tłuszcze, oleje i tój zwierzęcy, rybne i spożywcze, pierwotne (biomasowe) pozostałości przy produkcji żywności i napojów, oleje i tłuszcze jadalne; nawóz zwierzęcy, pozostałości roślin uprawnych, osady ściekowe, biogaz wytwarzany podczas procesów gnilnych, fermentacji lub gazyfikacji biomasy, szlam portowy i inne szlamy i osady wodne, gaz składowiskowy; węgiel drzewny;
- 3) Grupa 3: *Frakcje biomasy z materiałów mieszanych* między innymi: frakcja biomasy z ładunku zbieranego z powierzchni zbiorników wodnych w ramach ich utrzymywania, frakcja biomasy z pozostałości mieszanych pochodzących z produkcji żywności i napojów, frakcja biomasy z kompozytów zawierających drewno, frakcja biomasy z odpadów włókienniczych, frakcja biomasy z papieru, tektury i tektury wielowarstwowej, frakcja biomasy z odpadów komunalnych i przemysłowych, frakcja biomasy ługu siarczynowego zawierająca węgiel pochodzenia organicznego, frakcja biomasy z przetworzonych odpadów komunalnych i przemysłowych; frakcja biomasy z eteru etylowo-tert-butyłowego (ETBE); frakcja biomasy z butanolu;
- 4) Grupa 4: *Paliwa, których wszystkie składniki i produkty pośrednie zostały wyprodukowane z biomasy* między innymi: bioetanol, biodiesel, eteryfikowane bioetanol, bioetanol, bioeter dimetylowy, bioolej i biogaz.

2. Za biomasę nie uznaje się frakcji torfowych i frakcji skamielin wymienionych wyżej materiałów. Nie wymaga się stosowania procedur analitycznych wykazujących czystość materiałów zaliczonych do grup 1 i 2, chyba że domieszka innych materiałów lub paliw jest widoczna przy oglądzie lub wyczuwalna węchem.

Część G

Określanie zestawu danych dla konkretnych rodzajów instalacji

1. Określanie wartości opałowej i wskaźników emisji CO₂ dla paliw

- 1) Szczególną procedurę określenia wskaźników emisji CO₂ dla konkretnych rodzajów instalacji, wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych rodzajów paliwa, określa się w procedurze monitorowania opisanej w zezwoleniu.
- 2) Stosuje się procedury próbkowania paliwa i ustalania jego wartości opałowej, zawartości węgla i wskaźnika emisji CO₂ zgodnie ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie próbkowania i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana, zgodnie z dostępnymi normami CEN¹⁷⁾. Jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się odpowiednie normy ISO¹⁸⁾ lub odpowiednie normy krajowe. Jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury można stosować zgodnie z zasadami określającymi dobre praktyki produkcyjne dla danej branży.
- 3) Laboratorium wykorzystane przy określaniu wskaźnika emisji CO₂, zawartości węgla i wartości opałowej powinno spełniać wymagania przedstawione w niniejszym załączniku. W celu osiągnięcia odpowiedniej dokładności wskaźnika emisji CO₂ dla konkretnego rodzaju instalacji (poza dokładnością procedury analitycznej w celu określenia zawartości węgla i wartości opałowej), decydujące znaczenie mają częstotliwość próbkowania, procedura próbkowania i przygotowanie próbkowania. Czynniki te są w znacznym stopniu uzależnione od stanu i stopnia jednorodności danego paliwa/materiału. Wymagana liczba próbek będzie większa w wypadku materiałów bardzo niejednorodnych, takich jak stałe odpady komunalne, a znacznie mniejsza w wypadku większości paliw gazowych lub płynnych w obrocie handlowym.
- 4) Procedura próbkowania i częstotliwość analiz określających zawartość węgla, wartości opałowe i wskaźniki emisji CO₂ muszą być zgodne z wymaganiami określonymi w części G pkt 6.
- 5) Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania wskaźnika emisji CO₂ oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi rocznego raportu.

¹⁷⁾ Na przykład: PN-EN ISO 6976 „Gaz ziemny — Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu”, PN-EN ISO 4259 „Przetwory naftowe — Wyznaczanie i stosowanie precyzyjnej metod badania”.

¹⁸⁾ Na przykład: PN-ISO 13909-1,2,3,4 Węgiel kamienny i koks — Mechaniczne pobieranie próbek; PN-ISO 5069-1,2 Węgle brunatne (lignity) — Zasady pobierania próbek; PN-ISO PN-G-04525 Paliwa stałe — określanie zawartości węgla i wodoru; PN-ISO 925 Paliwa stałe — Oznaczanie zawartości węgla węglanowego — Metoda wagowa; PN-EN ISO 9300 Pomiary strumienia masy gazu za pomocą dysz Venturiego o przepływie krytycznym; ISO 9951-1993/94: Pomiar przepływu gazu w obwodach zamkniętych — mierniki turbinowe.

2. Określanie współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów instalacji

- 1) Szczególną procedurę określenia współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów instalacji wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych rodzajów paliwa określa się w procedurze monitorowania opisanej w zezwoleniu.
- 2) Stosowane procedury próbkowania i określania składu danego materiału lub wyprowadzania wskaźnika emisji CO₂ procesu (współczynników utleniania) powinny, jeśli są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie próbkowania i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana, zgodnie z dostępnymi normami CEN. Jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się odpowiednie normy ISO lub odpowiednie normy krajowe. Jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury można stosować zgodnie z zasadami określającymi dobre praktyki produkcyjne dla danej branży.
- 3) Wykorzystane w tym celu laboratorium musi spełniać wymagania przedstawione w części G pkt 5. Procedura próbkowania i częstotliwość analiz muszą być zgodne z wymaganiami określonymi w części G pkt 6.
- 4) Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania współczynników utleniania oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi rocznego raportu.

3. Określanie współczynników emisji pochodzących z procesów technologicznych, współczynników konwersji i danych dotyczących składu.

- 1) Szczególną procedurę określenia współczynników emisji pochodzących z procesów technologicznych dla konkretnych rodzajów instalacji, wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych rodzajów paliwa, określa się w procedurze monitorowania opisanej w zezwoleniu.
- 2) Stosowane procedury próbkowania i określania składu danego materiału lub wyprowadzania wskaźnika emisji procesu powinny, jeśli są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie próbkowania i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana, zgodnie z dostępnymi normami CEN. Jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się odpowiednie normy ISO lub odpowiednie normy krajowe. Jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury można stosować zgodnie z zasadami określającymi dobre praktyki produkcyjne dla danej branży.
- 3) Wykorzystane w tym celu laboratorium musi spełniać wymagania przedstawione w części G pkt 5. Procedura próbkowania i częstotliwość analiz muszą być zgodne z wymaganiami określonymi w części G pkt 6.
- 4) Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania współczynników utleniania oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi rocznego raportu.

4. Określanie frakcji biomasy

- 1) Wyrażenie „frakcja biomasy” na potrzeby niniejszego rozporządzenia odnosi się do procentowej zawartości węgla w spalanej biomase, zgodnie z definicją biomasy, w łącznej masie węgla w mieszaninie paliwowej.
- 2) Paliwo lub materiał kwalifikuje się jako czysta biomasa, podlegająca uproszczonym wymaganiom w zakresie monitorowania i sprawozdawczości, przedstawionym w części A „Poziomy dokładności”, jeśli zawartość substancji niebędącej biomasą nie przekracza 3 % całkowitej ilości danego paliwa lub materiału.
- 3) Szczególną procedurę określenia frakcji biomasy w konkretnym rodzaju paliwa wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych rodzajów paliwa określa się w procedurze monitorowania opisanej w zezwoleniu.
- 4) Stosowane procedury próbkowania i określania składu danego materiału lub wyprowadzania wskaźnika emisji procesu powinny, jeśli są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie próbkowania i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana, zgodnie z dostępnymi normami CEN. Jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się odpowiednie normy ISO lub odpowiednie normy krajowe. Jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury można stosować zgodnie z zasadami określającymi dobre praktyki produkcyjne dla danej branży.
- 5) Metody mające zastosowanie do określania frakcji biomasy w paliwie mogą być bardzo zróżnicowane, od ręcznego sortowania składników materiałów mieszanych, poprzez różne metody określania wartości ogrzewczych mieszaniny dwuskładnikowej i jej dwóch składników czystych, do analizy izotopowej węgla-14, w zależności od szczególnego charakteru odnośnej mieszaniny paliwowej. Dla paliw lub materiałów pochodzących z procesów produkcji, o zdefiniowanych i dających się wskazać strumieniach wejściowych, można alternatywnie zastosować określenie frakcji biomasy na bilansie masowym węgla pochodzenia kopalnego i pochodzącego z biomasy wchodzącej do danego procesu i wychodzącej z niego. Odpowiednie metody podlegają opisaniu w metodyce monitorowania.
- 6) Jeżeli określenie frakcji biomasy w mieszaninie paliwowej jest technicznie niewykonalne lub skutkowałoby nieracjonalnie wysokimi kosztami, przyjmuje się udział biomasy wynoszący 0 %, oznaczający, że cały węgiel zawarty w danym rodzaju paliwa jest pochodzenia kopalnego, albo proponuje metodę szacowania we własnym zakresie, opisaną w sposobie monitorowania.
- 7) Wykorzystane w tym celu laboratorium musi spełniać wymagania przedstawione w części G pkt 5. Procedura próbkowania i częstotliwość analiz muszą być zgodne z wymaganiami określonymi w części G pkt 6.

8) Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania współczynników utleniania oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi rocznego raportu.

5. Wymagania w zakresie określania właściwości paliw i materiałów

Korzystanie z akredytowanych laboratoriów

- 1) Zapewnia się określenie wskaźnika emisji CO₂, wartości opałowej, współczynnika utleniania, zawartości węgla, frakcji biomasy i danych dotyczących składu przez akredytowane laboratorium w rozumieniu ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2004 r. Nr 204, poz. 2087, z późn. zm.) w zakresie powyższych badań.
- 2) Można korzystać z laboratoriów, które objęte są systemem zarządzania jakością zgodnie z art. 147a ust. 1a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. — Prawo ochrony środowiska.

Korzystanie z nieakredytowanych laboratoriów

- 1) Preferowane jest korzystanie z akredytowanych laboratoriów w rozumieniu ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności.
- 2) Korzystanie z nieakredytowanych laboratoriów ogranicza się do sytuacji, w których można wykazać, że laboratorium to spełnia wymagania równoważne określone w normie PN-EN ISO/IEC 17025.
- 3) Równoważność w zakresie zarządzania jakością można wykazać dla laboratorium certyfikatem na zgodność zarządzania jakością z wymaganiami normy PN-EN ISO 9001.
- 4) Dodatkowo przedstawia się dowody potwierdzające, że takie laboratorium dysponuje technicznymi kwalifikacjami i jest w stanie uzyskiwać technicznie prawidłowe wyniki, stosując odpowiednie procedury analityczne.
- 5) Laboratoria i stosowane procedury analityczne określa się w planie monitorowania dla instalacji.
- 6) Każde nieakredytowane laboratorium wykorzystywane do wyznaczania wyników wykorzystywanych do obliczania wielkości emisji CO₂ podejmuje następujące działania:

a) atestacja

Atestacja każdej metody analitycznej, jaka ma być stosowana w nieakredytowanym laboratorium, pod kątem zgodności z metodą referencyjną musi być przeprowadzona przez laboratorium akredytowane zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC 17025. Procedurę atestacji przeprowadza się przed lub przy zawarciu umowy między prowadzącym instalację a laboratorium. Obejmuje ona wystarczającą liczbę powtórzeń analiz zestawu co najmniej pięciu próbek reprezentatywnych dla oczekiwanego rozkładu wartości, w tym próby ślepej, dla każdego odnośnego parametru i paliwa lub materiału, w celu scharakteryzowania powtarzalności metody oraz uzyskania krzywej wzorcowej przyrządu.

b) porównanie wyników

Porównanie wyników metod analitycznych wykonuje się raz w roku przez laboratorium akredytowane zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC 17025 i polega ono na co najmniej pięciokrotnym powtórzeniu analizy reprezentatywnej próby, z wykorzystaniem metody referencyjnej dla każdego odnośnego parametru oraz dla każdego paliwa lub materiału.

Stosuje się korekty zachowawcze — należy unikać niedoszacowania wielkości emisji CO₂, dla wszystkich danych w danym roku, w przypadkach kiedy odnotowana zostaje różnica między wynikami otrzymanymi przez laboratorium nieakredytowane i akredytowane, która to różnica mogłaby skutkować niedoszacowaniem wielkości emisji CO₂. Wszelkie statystycznie istotne różnice (2s) między wynikami końcowymi, uzyskanymi przez laboratorium nieakredytowane i akredytowane, powinny być zawarte w raporcie wraz z opinią trzeciego, niezależnego laboratorium akredytowanego.

Analizatory gazów działające w trybie on-line i chromatografy gazowe

- 1) Wykorzystanie chromatografów gazowych i analizatorów gazów pobierających próbki lub dokonujących pomiarów bez próbkowania, pracujących w trybie on-line, do określania wielkości emisji CO₂ zgodnie z niniejszym załącznikiem do rozporządzenia, określa się w procedurze monitorowania określonej w zezwoleniu.
- 2) Wykorzystanie takich systemów ograniczone jest do uzyskiwania danych dotyczących składu paliw i materiałów gazowych.
- 3) Systemy te muszą spełniać wymagania normy PN-EN ISO 9001. Dowodem potwierdzającym, że system spełnia te wymagania, może być certyfikat na zgodność zarządzania jakością z wymaganiami normy PN-EN ISO 9001.
- 4) Laboratoria świadczące usługi wzorcowania i dostawcy gazów wzorcowanych muszą być akredytowani na podstawie normy PN-EN ISO/IEC 17025.
- 5) W stosownych przypadkach początkowe i powtarzane co roku wzorcowanie przyrządu pomiarowego wykonane jest przez akredytowane laboratorium wzorcujące z zastosowaniem normy PN-EN ISO 10723 „Gaz ziemny — Ocena działania procesowych układów analitycznych”. We wszystkich pozostałych przypadkach zaleca się początkową atestację i coroczne porównania:
 - a) atestacja początkowa
Początkową atestację przeprowadza się w ramach uruchomienia nowego systemu. Obejmuje ona wystarczającą liczbę powtórzeń analiz zestawu co najmniej pięciu próbek reprezentatywnych dla oczekiwanego rozkładu wartości, w tym próby ślepej, dla każdego odnośnego parametru i paliwa lub materiału, w celu scharakteryzowania powtarzalności metody oraz uzyskania krzywej wzorcowej przyrządu.
 - b) coroczne porównanie wyników
Porównanie wyników metod analitycznych wykonuje się raz w roku przez laboratorium akredyto-

wane zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC 17025 i polega ono na przeprowadzeniu właściwej liczby powtórzeń analizy próby reprezentatywnej przy zastosowaniu metody referencyjnej dla każdego z odnośnych parametrów oraz dla każdego paliwa lub materiału.

Stosuje się zachowawcze korekty, unikając niedoszacowania wielkości emisji CO₂ dla wszystkich odnośnych danych z danego roku w przypadkach odnotowania różnic między wynikami otrzymanymi za pomocą analizatora gazu lub chromatografu gazowego oraz z akredytowanego laboratorium, które to różnice mogłyby prowadzić do niedoszacowania wielkości emisji CO₂. Każda statystycznie istotna różnica (2s) pomiędzy wynikami otrzymanymi za pomocą analizatora gazu lub chromatografu gazowego i z akredytowanego laboratorium zgłasza się i rozstrzyga pod nadzorem laboratorium akredytowanego zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC 17025.

W przypadku gdy żadne akredytowane laboratorium nie wykonuje analiz zgodnie z wymaganą normą i analiza jest czasowo niewykonalna z powodów nieracjonalności kosztowej, można do czasu pozyskania przez dane laboratorium akredytacji zgodnie z daną normą wykonywać analizy zgodnie z dobrą praktyką zawodową.

6. Metody próbkowania i częstotliwość analiz

- 1) Wyznaczanie odnośnego wskaźnika emisji CO₂, wartości opałowej, współczynnika utleniania, współczynnika konwersji, zawartości węgla, frakcji biomasy lub danych dotyczących składu wyko-

nuje się zgodnie z ogólnie przyjętą praktyką pobierania próbki reprezentatywnej. Przedstawia się dowody na to, że otrzymane wartości są reprezentatywne i nie są stronicze.

- 2) Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie w odniesieniu do danego okresu dostawy lub partii paliwa bądź materiału, w przypadku których ma być ona reprezentatywna.
- 3) Analizy przeprowadza się na próbce będącej mieszaniną większej liczby próbek zebranych w pewnym okresie, pod warunkiem że próbkowane paliwo lub materiał mogą być przechowywane bez zmian swego składu.
- 4) Procedurę próbkowania i częstotliwość analiz projektuje się tak, aby zagwarantować, że średnia roczna wartość danego parametru jest określana z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż jedna trzecia maksymalnej dopuszczalnej niepewności, wymaganej na danym poziomie dokładności dla danych dotyczących rodzaju instalacji dla tego samego strumienia materiałów wsadowych, zgodnie z tabelami danych dotyczących rodzajów działalności wymienionych w poszczególnych załącznikach.
- 5) Jeżeli nie można spełnić wymagań w zakresie maksymalnej dopuszczalnej niepewności wartości rocznej lub wykazać przestrzegania progów, w stosownych przypadkach stosuje się częstotliwość analiz wskazaną w tabeli nr 3 jako minimum. We wszystkich innych przypadkach częstotliwość analiz opisuje się w sposobie monitorowania.

Tabela nr 3. Wskaźnikowe minimalne częstotliwości analiz

Paliwo/materiał	Częstotliwość analiz
Gaz ziemny	Co najmniej raz na tydzień
Gazy z procesów technologicznych (mieszanina gazów rafineryjnych, gaz koksowniczy, gaz wielkopieczowy i gaz konwertorowy)	Co najmniej raz dziennie – przy zastosowaniu właściwych procedur w różnych porach dnia
Olej opałowy	Co każde 20 000 Mg i co najmniej sześć razy do roku
Węgiel, węgiel koksujący, koks ponaftowy	Co każde 20 000 Mg i co najmniej sześć razy do roku
Odpady stałe (czyste kopaliny lub mieszana kopalina pochodząca z biomasy)	Co każde 5 000 Mg i co najmniej cztery razy do roku
Odpady płynne	Co każde 10 000 Mg i co najmniej cztery razy do roku
Minerały węglanowe (np. wapień i dolomit)	Co każde 50 000 Mg i co najmniej cztery razy do roku
Gliny i łupki	Ilości materiału odpowiadające 50 000 Mg CO ₂ i co najmniej cztery razy do roku
Inne strumienie wejścia i wyjścia w bilansie masowym (nie ma zastosowania do paliw lub czynników redukujących)	Co każde 20 000 Mg i co najmniej raz w miesiącu
Inne materiały	W zależności od rodzaju materiału i jego odmiany, — ilości materiału odpowiadające 50 000 Mg CO ₂ i co najmniej cztery razy do roku

Część H

Wymagania względem instalacji o niskim poziomie emisji

1. W odniesieniu do instalacji o średniorocznych zweryfikowanych wielkościach emisji CO₂ poniżej 25 000 [Mg CO₂] w poprzednim okresie rozliczeniowym, zwanych dalej „instalacjami o niskim poziomie emisji CO₂”, stosuje się wyłączenia określone w pkt 2.

2. W odniesieniu do instalacji o niskim poziomie emisji CO₂:

- 1) w procesie weryfikacji weryfikator nie przeprowadza obowiązkowej inspekcji instalacji i może oceniać roczny raport na podstawie własnej analizy ryzyka;
- 2) w stosownych przypadkach można użyć do oceny niepewności danych dotyczących rodzaju instalacji informacji wyszczególnionych przez dostawcę odnośnych przyrządów pomiarowych, niezależnie od konkretnych warunków eksploatacji;
- 3) nie udowadnia się zgodności z wymaganiami dotyczącymi wzorcowania;
- 4) można stosować metodę niższego poziomu dokładności (z poziomem dokładności 1 jako minimum) dla wszystkich strumieni materiałów wsadowych i odnośnych elementów zestawu danych;

5) można stosować uproszczony plan monitorowania, który obejmuje elementy wyliczone w podpunktach 1, 2, 3, 5, 6, 11 oraz 12 w pkt 9;

6) nie stosuje się wymagań w odniesieniu do akredytacji zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC 17025, jeżeli dane laboratorium przedstawi przekonujące dowody potwierdzające, że dysponuje technicznymi kwalifikacjami i jest w stanie uzyskiwać technicznie prawidłowe wyniki, stosując odpowiednie procedury analityczne, oraz uczestniczy corocznie w porównaniach międzylaboratoryjnych, a następnie, w miarę potrzeby, podejmuje działania naprawcze;

7) zużycie paliwa lub materiałów może być określane na podstawie zapisów dotyczących zakupu i oszacowanych zmian w zapasach bez dalszego rozpatrywania niepewności.

3. Jeśli podawane wielkości emisji CO₂ nie są już aktualne ze względu na zmiany warunków eksploatacyjnych lub samej instalacji lub jeżeli brakuje danych historycznych dotyczących zweryfikowanych wielkości emisji CO₂, stosuje się wyłączenia, jeżeli określono zachowawczą projekcję wielkości emisji CO₂ na następnych pięć lat na poziomie poniżej 25 000 [Mg CO₂] pochodzącego z paliw kopalnych na każdy rok.

Tabela nr 4 określa wymagane poziomy dokładności w ramach metodyki monitorowania dla poszczególnych rodzajów instalacji.

Rodzaje instalacji	Dane dotyczące rodzaju instalacji						Wskaźnik emisji			Dane dotyczące składu			Współczynnik utleniania		
	ilość (przepływ) paliwa			wartość opałowa			A	B	C	A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C									
Rafinerie ropy naftowej															
Regeneracja urządzeń do krakowania katalitycznego	1	1	1	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Produkcja wodoru	1	2	2	n/d	n/d	n/d	1	2	2	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Piece koksoownicze															
Bilans masowy	1	2	3	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	2	3	3	n/d	n/d	n/d
Paliwo jako wsad do procesu	1	2	3	2	2	3	2	3	3	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Instalacje prażenia i spiekania rud metali															
Bilans masowy	1	2	3	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	2	3	3	n/d	n/d	n/d
Wsad węglanów	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	1
Instalacje do produkcji surówki lub stali															
Bilans masowy	1	2	3	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	2	3	3	n/d	n/d	n/d
Paliwo jako wsad do procesu	1	2	3	2	2	3	2	3	3	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d

Rodzaje instalacji	Dane dotyczące rodzaju instalacji						Wskaźnik emisji			Dane dotyczące składu			Współczynnik utleniania			
	ilość (przepływ) paliwa			wartość opałowa			A	B	C	A	B	C	A	B	C	
	A	B	C	A	B	C										
Instalacje do produkcji klinkieru cementowego																
Wsad do pieca	1	2	3	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	2	
Produkcja klinkieru	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	2	3	n/d	n/d	n/d	1	1	2	
Pył cementowy (CKD)	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	2	2	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	
Węgiel niewęglanowy	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	1	2	
Instalacje do produkcji wapna																
Węglany	1	2	3	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	2	
Tlenki alkaliczne	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	2	
Instalacje do produkcji szkła																
Węglany	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	
Instalacje do wytwarzania produktów ceramicznych																
Węglany	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	2	3	n/d	n/d	n/d	1	1	2	
Tlenki alkaliczne	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	2	3	n/d	n/d	n/d	1	1	2	
Oczyszczanie	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	
Instalacje do produkcji celulozy																
Metoda standardowa	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	

Objaśnienia:

- 19) A, B, C — oznacza grupę emisji — przedział, w jakim znajduje się dana instalacja, określony zgodnie z łączną wielkością rocznej emisji CO₂ z całej instalacji, gdzie:
- grupa A oznacza instalacje o średnich podawanych emisjach rocznych w poprzednim okresie rozliczeniowym ≤ 50 tys. Mg CO₂,
 - grupa B oznacza instalacje o średnich podawanych emisjach rocznych w poprzednim okresie rozliczeniowym > 50 tys. Mg CO₂ i ≤ 500 tys. Mg CO₂,
 - grupa C oznacza instalacje o średnich podawanych emisjach rocznych w poprzednim okresie rozliczeniowym > 500 tys. Mg CO₂.
- 20) Z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych.
- 21) 1—4 — liczba odzwierciedla poziom dokładności, przy czym większa liczba oznacza wyższą dokładność, poziom dokładności oznaczony najwyższą liczbą oznacza poziom preferowany.
- 22) a/b — poziomy dokładności równoważne wobec siebie oznaczone są taką samą liczbą oraz dodatkowo, kolejnymi literami alfabety.
- 23) n/d — nie dotyczy, brak określonych kryteriów.
- 24) Zużycie paliwa (surowca, materiału) — obejmuje informację o przepływie materiałów, zużyciu paliwa, materiałów wsadowych lub o wielkości produkcji.

Z zastrzeżeniem:

- stosuje się metody monitorowania o wskazanym poziomie dokładności dla wszystkich elementów zestawu danych;
- załączniki nr 2—11 do rozporządzenia zawierają szczegółowe warunki ustalania zestawu danych.

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z PROCESÓW SPALANIA PALIW**A. Zakres i kompletność**

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji prowadzących procesy spalania o nominalnej mocy cieplnej ponad¹⁾ 20 MW, z wyjątkiem instalacji do utylizacji odpadów niebezpiecznych lub odpadów komunalnych, oraz sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ powstających z innych rodzajów instalacji²⁾, o ile jest o nich mowa w załącznikach nr 3—11 do rozporządzenia. W odniesieniu do pewnych procesów przemysłu petrochemicznego można stosować także załącznik nr 3 do rozporządzenia.

2. Monitorowanie wielkości emisji CO₂ z procesów spalania obejmuje emisje CO₂ powstające w wyniku spalania wszystkich kategorii paliw w instalacji, a także emisje CO₂ z innych procesów towarzyszących działalności podstawowej, w instalacjach oczyszczania gazów odlotowych (w tym odsiarczania).

3. Wszystkie wielkości emisji CO₂ powstające w wyniku spalania paliw w danej instalacji przypisuje się do tej instalacji, bez względu na kwestię eksportu energii cieplnej lub elektrycznej do innych instalacji.

4. Wielkości emisji CO₂ związane z produkcją energii cieplnej lub elektrycznej importowanej z innych instalacji nie przypisuje się do instalacji importującej.

5. Wielkości emisji CO₂ z silników spalinowych wykorzystywanych do celów transportowych nie podlegają monitorowaniu i raportowaniu zgodnie z przepisami rozporządzenia.

6. Wielkości emisji CO₂ z instalacji spalania usytuowanej przy hucie o pełnym cyklu i pobierającej z niej swoje podstawowe paliwo, ale eksploatowanej na mocy oddzielnego zezwolenia na uczestnictwo we wspólnotowym systemie, można obliczać w ramach rozpatrywania bilansu masowego tej huty, jeżeli udowodni się, że tego rodzaju rozwiązanie zmniejszy ogólną niepewność w odniesieniu do wyznaczenia wielkości emisji CO₂.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji, w których są prowadzone procesy spalania, należą:

- 1) kotły grzewcze;
- 2) palniki;
- 3) turbiny;
- 4) piece grzewcze;
- 5) paleniska;
- 6) piece do spopielenia;

¹⁾ Nominalna moc cieplna jest to ilość energii wprowadzanej do instalacji w paliwie w jednostce czasu przy jej nominalnym obciążeniu.

²⁾ Rodzaje instalacji określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 60, poz. 429, z późn. zm.).

- 7) piece do suszenia;
- 8) piece;
- 9) suszarki;
- 10) silniki;
- 11) gazy spalane na wylotach kominów;
- 12) ptuczki do przemywania (oczyszczania) gazów (emisje pochodzące z procesów technologicznych);
- 13) wszelkie inne urządzenia lub maszyny wykorzystujące paliwo, z wyjątkiem urządzeń lub maszyn zasilanych silnikami spalinowymi, wykorzystywane do celów transportowych.

C. Obliczanie wielkości emisji CO₂**1. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania****1.1. Ogólne rodzaje instalacji, w których wykorzystuje się procesy spalania**

Wielkość emisji CO₂, których źródłem są procesy spalania, oblicza się przez pomnożenie zawartości energii każdego rodzaju zużytego paliwa przez wskaźnik emisji CO₂ i przez współczynnik utleniania. Wielkość emisji CO₂ w odniesieniu do każdego rodzaju paliwa i dla każdego rodzaju instalacji oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = D \cdot We \cdot Wu$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂,
D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji (zużyte paliwo i wartość opałowa),
We — oznacza wskaźnik emisji CO₂,
Wu — oznacza współczynnik utleniania.

1.1.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Dane dotyczące rodzaju instalacji wyraża się jako zawartość energii netto w paliwie zużyтым [TJ] w danym roku okresu rozliczeniowego. Zawartość energii w zużyтым paliwie oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$D = Zp$$

$$Zp = C \cdot NCV$$

gdzie:

- D** — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji
Zp — oznacza zawartość energii w zużyтым paliwie [TJ],
C — oznacza zużyte paliwo [Mg] lub [m³],
NCV — oznacza wartość opałową paliwa [TJ/Mg] lub [TJ/m³].

W przypadku zastosowania wskaźnika emisji odnoszonego do masy [Mg CO₂/Mg] lub objętości [Mg CO₂/m³] dane dotyczące rodzaju instalacji wyrażone są jako ilość zużytego paliwa [Mg lub m³].

a) Określenie zużycia paliwa — C

Poziom dokładności 1	Prowadzący instalację lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w danym roku okresu rozliczeniowego z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.
Poziom dokładności 2	Prowadzący instalację lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w danym roku okresu rozliczeniowego z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5\%$, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.
Poziom dokładności 3	Prowadzący instalację lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w danym roku okresu rozliczeniowego z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.
Poziom dokładności 4	Prowadzący instalację lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w danym roku okresu rozliczeniowego z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5\%$, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.

b) Wartość opałowa — NCV

Poziom dokładności 1	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wartości opałowe właściwe dla danego kraju, określone w tabeli nr 2 w części E załącznika nr 1 do niniejszego rozporządzenia lub wartości określone przez producenta lub dostawcę paliwa podane w dokumentach zakupu.
Poziom dokładności 2a	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wartości opałowe z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 2b	Dla paliw w obrocie handlowym stosuje się wartość opałową wyprowadzoną na podstawie rejestrów zakupu dla odnośnego paliwa przedstawionych przez dostawcę paliwa, pod warunkiem że wyprowadzono ją na podstawie przyjętych norm krajowych lub międzynarodowych.
Poziom dokładności 3	Wartość opałowa reprezentatywna dla paliwa w instalacji jest mierzona przez prowadzącego instalację, współpracujące z nim laboratorium zewnętrzne lub dostawcę paliwa, zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

1.1.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Stosuje się wskaźniki referencyjne dla każdego rodzaju paliwa określone w tabeli nr 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia.
Poziom dokładności 2a	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wskaźnik emisji CO ₂ z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 2b	Wyprowadza się wskaźnik emisji CO ₂ dla każdej partii paliwa na podstawie następujących ustalonych przybliżeń: <ol style="list-style-type: none"> 1) pomiar gęstości konkretnych olejów lub gazów wspólnych oraz 2) wartość opałowa dla poszczególnych rodzajów paliwa, w połączeniu z korelacją empiryczną, ustaloną przez laboratorium zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia; zapewnia się, że otrzymana korelacja spełnia warunki dobrych praktyk technicznych i że stosowana jest wyłącznie do wartości przybliżonych przynależących do zakresu, dla którego zostały ustalone.
Poziom dokładności 3	Ustalanie wskaźników emisji CO ₂ dla konkretnych rodzajów instalacji dokonuje prowadzący instalację, współpracujące z nim laboratorium zewnętrzne lub dostawca paliwa, zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

1.1.3. Współczynnik utleniania — Wu

Poziom dokładności 1	Stosuje się współczynnik utleniania wynoszący 1,0 (zgodnie z wytycznymi IPCC dotyczącymi krajowych wykazów gazów cieplarnianych, 2006 r.).
Poziom dokładności 2	Stosuje się do odpowiedniego paliwa współczynnik utleniania z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 3	W przypadku paliw wyprowadza się współczynniki utleniania dla konkretnych rodzajów instalacji na podstawie zawartości popiołu, zrzutów, ścieków i innych odpadów i produktów ubocznych oraz innych istotnych niecałkowicie utlenionych gazowych form emitowanego węgla. Dane dotyczące składu określa się zgodnie z przepisami wyszczególnionymi, zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

1.2. Metoda bilansu masowego: Produkcja sadzy i zakłady przetwarzania gazu

Metodę bilansu masowego można stosować w odniesieniu do produkcji sadzy i zakładów przetwarzania gazu. W celu uwzględnienia wielkości emisji CO₂, uwzględniając cały węgiel we wsadach, zapasach, produktach i innych postaciach eksportu z instalacji, oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = (W - P - Ex - Zm) \cdot Wk$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
W — oznacza wsad, czyli całą ilość węgla wprowadzanego w granice instalacji [Mg C],
P — oznacza produkty, czyli całą ilość węgla w produktach i materiałach, łącznie z produktami ubocznymi, opuszczającą obszar objęty bilansem masy [Mg C],
Ex — oznacza eksport, czyli całą ilość węgla wyrowadzanego z obszaru objętego bilansem masy: usuwaną do kanalizacji, kierowaną na składowisko odpadów lub związaną ze stratami procesowymi, nieobejmującą CO₂ wprowadzanego do powietrza [Mg C],
Zm — oznacza zmiany w zapasach, czyli zwiększenie ilości węgla w zapasach w granicach instalacji [Mg C],
Wk — oznacza współczynnik konwersji.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się za pomocą następującego wzoru szczegółowego:

$$E = \{ \sum (D_W \cdot Z_W) - \sum (D_P \cdot Z_P) - \sum (D_{Ex} \cdot Z_{Ex}) + \\ - \sum (D_{Zm} \cdot Z_{Zm}) \} \cdot 3,664$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D_W — dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,
D_P — dane dotyczące rodzaju instalacji dla produktów,
D_{Ex} — dane dotyczące rodzaju instalacji dla eksportu,
D_{Zm} — dane dotyczące rodzaju instalacji dla zmiany zapasów,
Z_W — zawartość węgla na wejściu,
Z_P — zawartość węgla dla produktów,
Z_{Ex} — zawartość węgla dla eksportu,
Z_{Zm} — zawartość węgla dla zmian zapasów.

1.2.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Analizuje się i zgłasza masowe przepływy do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany zapasów dla wszystkich odnośnych paliw i materiałów oddzielnie. W przypadkach kiedy zawartość węgla w przepływie masowym jest zazwyczaj odnoszona do zawartości energii (paliwa), można określić i zastosować w obliczeniu bilansu masowego zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [Mg C/TJ] odpowiedniego przepływu masowego.

Poziom dokładności 1	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 2	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5 %.
Poziom dokładności 3	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.
Poziom dokładności 4	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±1,5 %.

1.2.2. Zawartość węgla

Poziom dokładności 1	Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprowadza się ze standardowych wskaźników emisji CO ₂ dla paliw lub materiałów, określone w tabeli nr 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia lub w załącznikach nr 4–6 do rozporządzenia. Zawartość węgla wyprowadza się przy użyciu następującego wzoru: $\text{zawartość C [Mg/Mg lub TJ]} = \frac{\text{wskaźnik emisji [Mg CO}_2\text{/Mg lub TJ]}}{3,664 \text{ [Mg CO}_2\text{/Mg C]}}$
Poziom dokładności 2	Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia oblicza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

1.3. Spalanie gazów na wylocie komina

$$E = D \cdot We \cdot Wu$$

Do wielkości emisji CO₂ powstających w wyniku spalania gazów na wylocie komina zalicza się spalanie rutynowe i operacyjne, w ramach rozruchu, wygaszania i wyłączeń samoczynnych, oraz upusty awaryjne.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się na podstawie ilości gazu spalanego na wylotach kominów [m³] i zawartości węgla w spalonym w ten sposób gazie [Mg CO₂/m³] (w tym z CO₂ związanym), za pomocą następującego wzoru:

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,

We — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/m³],

Wu — oznacza współczynnik utleniania.

1.3.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Poziom dokładności 1	Ilość gazu spalanego na wylocie komina [m ³] w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±17,5 %.
Poziom dokładności 2	Ilość gazu spalanego na wylocie komina [m ³] w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±12,5 %.
Poziom dokładności 3	Ilość gazu spalanego na wylocie komina [m ³] w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.

1.3.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Stosuje się referencyjny wskaźnik emisji CO ₂ wynoszący 0,00393 [Mg CO ₂ /m ³] (w warunkach normalnych), wyprowadzony ze spalania czystego butanu wykorzystanego jako zachowawczą wielkość przybliżoną dla gazów spalanych na wylotach kominów.
Poziom dokładności 2a	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wskaźnik emisji CO ₂ z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 2b	Stosuje się wskaźniki emisji CO ₂ właściwe dla instalacji wyprowadzone z szacowanego ciężaru cząsteczkowego strumienia gazu spalanego na wylocie komina, wykorzystując modelowanie procesu oparte na standardowych modelach stosowanych w przemyśle. Uwzględniając względne proporcje i ciężary cząsteczkowe każdego z dopływających strumieni, wyprowadza się ważoną średnią roczną wielkość dla ciężaru cząsteczkowego danego gazu spalanego na wylocie komina.
Poziom dokładności 3	Dla gazów spalanych na wylocie komina stosuje się wskaźnik emisji CO ₂ [Mg CO ₂ /m ³ gazy spalane na wylotach kominów] obliczony na podstawie zawartości węgla w tych gazach z zastosowaniem warunków określonych w części G załącznika nr I do rozporządzenia.

1.3.3. Współczynnik utleniania — Wu

Można zastosować niższe poziomy dokładności.

Poziom dokładności 1	Stosuje się wartość 1,0.
Poziom dokładności 2	Stosuje się do odpowiedniego paliwa współczynnik utleniania z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

Wielkość emisji CO₂ z procesów będących wynikiem zastosowania węglanów do oczyszczania (odsiarczania) gazów odlotowych oblicza się na podstawie ilości zakupionych węglanów (metoda obliczeń W — Węglany podana dla poziomu dokładności 1a) lub wyprodukowanego gipsu (metoda obliczeń G — Gips podana dla poziomu dokładności 1b). Obie metody obliczeń są równoważne. Wielkość emisji CO₂ oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = D \cdot We$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,

We — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg].

2.1. Metoda W — Węglany

Obliczenie wielkości emisji CO₂ odbywa się na podstawie ilości użytych węglanów.

2.1.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Poziom dokładności 1	Ilość [Mg] suchego węglanu zużytego w danym roku okresu rozliczeniowego jako wsad do produkcji, określona przez prowadzącego instalację lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
----------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

2.1.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Wskaźniki emisji CO ₂ oblicza się i zgłasza w jednostkach masy uwalnianego CO ₂ na Mg węglanu. Współczynniki stechiometryczne określone w tabeli należy stosować do przeliczania danych dotyczących składu na wskaźniki emisji CO ₂ . Określenie ilości CaCO ₃ i MgCO ₃ w każdym odnośnym materiale wsadu przeprowadza się, stosując wytyczne dotyczące najlepszych praktyk danej branży przemysłu.	
Współczynniki stechiometryczne		
Węglan	Wartość	Jednostka
CaCO ₃	0,440	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522	[Mg CO ₂ /Mg MgCO ₃]
Ogólnie: X _y (CO ₃),	$W_e = [M_{CO_2}] / \{Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_{CO_3}]\}$ <p>gdzie:</p> <p>W_e – oznacza wskaźnik emisji</p> <p>X – oznacza ziemię alkaliczną lub metal alkaliczny</p> <p>M_x – oznacza masę cząsteczkową X w [g/mol]</p> <p>M_{CO₂} – oznacza masę cząsteczkową CO₂ = 44 [g/mol]</p> <p>M_{CO₃} – oznacza masę cząsteczkową CO₃²⁻ = 60 [g/mol]</p> <p>Y – oznacza liczbę stechiometryczną</p> <p>X = 1 dla metali na bazie ziem alkalicznych</p> <p>X = 2 dla metali alkalicznych</p> <p>Z – oznacza liczbę stechiometryczną CO₃²⁻ = 1</p>	

2.2. Metoda G — Gips

Obliczenie wielkości CO₂ emisji odbywa się na podstawie ilości wyprodukowanego gipsu.

2.2.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Poziom dokładności 1	Ilość [Mg] suchego gipsu (CaSO ₄ • 2H ₂ O) jako produktu w procesie mierzona przez prowadzącego instalację lub przetwórcę gipsu w skali roku z maksymalną dopuszczalną niepewnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
----------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

2.2.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Współczynnik stechiometryczny odwodnionego gipsu (CaSO ₄ • 2H ₂ O) i CO ₂ w procesie jest równy 0,2558 [Mg CO ₂ /Mg gipsu].
----------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

D. Pomiar emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

Załącznik nr 3

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z RAFINERII ROPY NAFTOWEJ**A. Zakres i kompletność**

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z rafinerii ropy naftowej.

2. Monitorowanie wielkości emisji CO₂ z instalacji obejmuje wszystkie emisje CO₂ z procesów spalania i procesów produkcyjnych odbywających się w rafineriach. Nie uwzględnia się emisji CO₂ z procesów odbywających się w przyległych instalacjach chemicznych nienależących do rodzajów instalacji¹⁾, które nie są częścią tańcucha produkcyjnego rafinacji.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Źródła emisji CO₂ w instalacjach rafinerii ropy naftowej obejmują:

B.1. Spalanie związane z pozyskiwaniem energii:

- 1) kotły;
- 2) urządzenia grzewcze i przetwarzające, stosowane w procesach technologicznych;
- 3) silniki tłokowe lub turbiny;
- 4) utleniacze katalityczne i ciepłone;
- 5) piece do kalcynacji koksu;
- 6) pompy strażackie;
- 7) awaryjne i rezerwowe generatory energii;
- 8) spalanie gazów na wylotach kominów;
- 9) piece do spopielania;
- 10) urządzenia do krakowania.

B.2. Procesy:

- 1) instalacje do produkcji wodoru;

2) regeneracja katalityczna, w tym katalityczne krakowanie i inne procesy katalityczne;

3) retorty do koksowania.

C. Obliczanie wielkości emisji CO₂**1. Emisja z procesów spalania**

Emisje z procesów spalania podlegają monitorowaniu zgodnie z załącznikiem nr 2 do rozporządzenia.

2. Emisja z procesów technologicznych

Procesy prowadzące do powstania emisji CO₂ obejmują:

2.1. Regeneracje urządzeń do krakowania katalitycznego i innych procesów regeneracji katalizatorów i *flexi-cokers*

Koks odkłada się na powierzchni katalizatora i powoduje jego dezaktywację. Aby przywrócić jego aktywność stosuje się proces regeneracji (ciągłej lub okresowej) poprzez wypalenie koksu osadzonego na powierzchni katalizatora za pomocą gorącego powietrza.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się metodą bilansu materiałowego, uwzględniając stan powietrza wlotowego gazów spalinowych. Cały CO w gazach spalinowych uwzględnia się jako CO₂²⁾.

Analiza powietrza wlotowego i gazów spalinowych oraz dobór poziomów dokładności są zgodne z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Konkretną metodę obliczeń określa się jako część planu monitorowania.

Dopuszcza się sposób monitorowania emisji z wykorzystaniem narzędzi dostarczonych przez dostawcę technologii procesu regeneracji katalizatora.

Poziom dokładności 1	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż $\pm 10,0\%$.
Poziom dokładności 2	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż $\pm 7,5\%$.
Poziom dokładności 3	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż $\pm 5,0\%$.
Poziom dokładności 4	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż $\pm 2,5\%$.

¹⁾ Rodzaje instalacji określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 60, poz. 429, z późn. zm.).

²⁾ Stosując zależność w odniesieniu do masy Mg CO • 1,571.

2.2. Produkcja wodoru w rafineriach

Emitowany CO₂ pochodzi z zawartości węgla w gazie zasilającym. Wielkość emisji CO₂ oblicza się na podstawie danych dotyczących wsadów.

gdzie:

E — oznacza całkowitą wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],**D** — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,**We** — oznacza wskaźnik emisji.

$$E = D \cdot We$$

2.2.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji —D

Poziom dokładności 1	Ilość wsadu węglowodorów [Mg wsadu] przetworzonego w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 2	Ilość wsadu węglowodorów [Mg wsadu] przetworzonego w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.

2.2.2. Wskaźnik emisji CO₂ —We

Poziom dokładności 1	Używa się oszacowanej zachowawczo wartości referencyjnej 2,9 [Mg CO ₂ /Mg] przetworzonego wsadu, na podstawie etanu.
Poziom dokładności 2	Stosuje się wskaźnik emisji dla konkretnego rodzaju instalacji [CO ₂ /Mg wsadu] obliczonego z zawartości węgla w gazie zasilającym, określony zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z PIECÓW KOKSOWNICZYCH**A. Zakres i kompletność**

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z pieców koksowniczych.

2. Koksownie mogą stanowić samodzielną instalację lub część huty, mającą bezpośrednie połączenie technologiczne z jej wydziałami. Jeżeli zezwolenie obejmuje całą hutę, a nie tylko koksownię, to wielkość emisji CO₂ może być monitorowana dla huty jako całości.

3. Jeżeli w instalacji prowadzi się oczyszczanie gazów odlotowych, a powodowana tym emisja CO₂ nie jest liczona jako część emisji procesowej z instalacji, to powstałą w ten sposób wielkość emisji CO₂ oblicza się zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

W koksowniach główny strumień emisji CO₂ generowany jest w procesie opalania baterii koksowniczych, zazwyczaj przy zastosowaniu oczyszczonego gazu koksowniczego.

Innymi źródłami emisji CO₂ mogą być:

- 1) surowce (węgiel lub koks naftowy);
- 2) paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny);
- 3) gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (np. gaz wielkopieczowy (BFG));
- 4) inne paliwa;
- 5) oczyszczanie gazów odlotowych.

C. Obliczanie wielkości emisji CO₂

Jeżeli koksownia jest częścią huty zintegrowanej, prowadzący instalację oblicza wielkość emisji:

- 1) dla zintegrowanej huty jako całości, stosując metodę bilansu masowego, lub
- 2) dla koksowni jako wydzielonej części huty.

1. Metoda bilansu masowego

Metoda bilansu masowego polega na uwzględnieniu całej ilości węgla w materiałach wsadowych, zapasach, węgla wchodzącym w skład produktów oraz węgla wyprowadzanym z danej instalacji, obliczanej przy użyciu następującego wzoru:

$$E = (W - P - Ex - Zm) \cdot Wk$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
W — oznacza wsad, czyli całą ilość węgla wprowadzanego w granice instalacji [Mg C],
P — oznacza produkty, czyli całą ilość węgla w produktach i materiałach, łącznie z produktami ubocznymi, opuszczającą obszar objęty bilansem masy [Mg C],
Ex — oznacza eksport, czyli całą ilość węgla wyprawianego z obszaru objętego bilansem masy: wprowadzona do kanalizacji, kierowana na składowisko lub związana ze stratami procesowymi, nieobejmująca CO₂ wprowadzanego do powietrza [Mg C],
Zm — oznacza zmiany w zapasach, czyli zwiększenie ilości węgla w zapasach w granicach instalacji [Mg C],
Wk — oznacza współczynnik konwersji.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = \{ \Sigma (D_W \cdot Z_W) - \Sigma (D_P \cdot Z_P) - \Sigma (D_{Ex} \cdot Z_{Ex}) + \Sigma (D_{Zm} \cdot Z_{Zm}) \} \cdot 3,664$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D_W — dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,
D_P — dane dotyczące rodzaju instalacji dla produktów,
D_{Ex} — dane dotyczące rodzaju instalacji dla eksportu,
D_{Zm} — dane dotyczące rodzaju instalacji dla zmian,
Z_W — zawartość węgla na wejściu,
Z_P — zawartość węgla dla produktów,
Z_{Ex} — zawartość węgla dla eksportu,
Z_{Zm} — zawartość węgla dla zmian.

1.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Analizuje się i zamieszcza w rocznym raporcie przepływy masowe do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany zapasów dla wszystkich odnośnych paliw i materiałów oddzielnie.

Tam gdzie zawartość węgla w przepływie masowym jest zazwyczaj odnoszona do zawartości energii (paliwa), można określić i wykorzystać do obliczenia bilansu masowego zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [Mg C/TJ] odpowiedniego przepływu masy.

Poziom dokładności 1	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 2	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 3	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.
Poziom dokładności 4	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±1,5 %.

1.2. Zawartość węgla

Poziom dokładności 1	Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprowadza się ze standardowych wskaźników emisji CO ₂ dla paliw lub materiałów wymienionych w części E załącznika nr 1 lub w załącznikach nr 4–10 do rozporządzenia. Zawartość węgla wyprowadza się następująco: zawartość C [Mg/Mg lub TJ] = wskaźnik emisji [Mg CO ₂ /Mg lub TJ] / 3,664 [Mg CO ₂ /Mg C]
Poziom dokładności 2	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wartości opałowe z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 3	Zawartość węgla w strumieniach wejścia lub wyjścia wyprowadza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych, dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania

Całkowita wielkość emisji CO₂ z koksowni jest wynikiem spalania strumieni paliw, w tym gazu koksowniczego, gazu wielkopieczowego, gazu ziemnego, węgla kamiennego. Procesy spalania zachodzące w koksowniach są monitorowane i rozliczane zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

3. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

W czasie procesu koksowania w komorze koksowniczej pieca koksowniczego węgiel jest przekształcany, bez dostępu powietrza, na koks i surowy gaz koksowniczy. Głównym materiałem lub strumieniem wsadowym zawierającym węgiel [C] są: węgiel kamienny, uboczne produkty koksowania, koks naftowy, oleje i inne stałe surowce węglonośne. Głównym materiałem lub strumieniem wyjściowym zawierającym węgiel [C] jest koks, a ponadto smoła koksownicza, benzol oraz nieoczyszczony gaz koksowniczy. Nieoczyszczony gaz koksowniczy, jako część produktu wyjściowego z procesu, zawiera wiele składników zawierających węgiel, między innymi dwutlenek węgla

(CO₂), tlenek węgla (CO), metan (CH₄), węglowodory (C_xH_y).

Ogólną wielkość emisji CO₂ z koksowni oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = \sum (D_{\text{wejście}} \cdot We_{\text{wejście}}) - \sum (D_{\text{wyjście}} \cdot We_{\text{wyjście}})$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D_{wejście} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,

D_{wyjście} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji na wyjściu,

We_{wejście} — oznacza wskaźnik emisji na wejściu,

We_{wyjście} — oznacza wskaźnik emisji na wyjściu.

3.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Dane dotyczące rodzaju instalacji mogą obejmować węgiel występujący jako surowiec, odpady koksowe, koks naftowy, ropę naftową, gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy i tym podobne. Dane dotyczące rodzaju instalacji na wyjściu mogą obejmować: koks, smołę, lekki olej opałowy, gaz koksowniczy i tym podobne.

a) Określenie zużycia paliwa stosowanego jako wsad do procesu

Poziom dokładności 1	Przepływy masowe do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5$ %.
Poziom dokładności 2	Przepływy masowe do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0$ %.
Poziom dokładności 3	Przepływy masowe do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5$ %.
Poziom dokładności 4	Przepływy masowe do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5$ %.

b) Wartość opałowa

Poziom dokładności 1	Stosuje się wartości referencyjne dla każdego paliwa określone w tabeli nr 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia.
Poziom dokładności 2	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wartości opałowe z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Upewnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Upewnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 3	Wartość opałowa odpowiadająca każdej partii paliwa w instalacji jest mierzona przez prowadzącego instalację, współpracujące z nim laboratorium lub dostawcę paliwa, zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

3.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Stosuje się wartości referencyjne dla każdego paliwa określone w tabeli nr 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia.
Poziom dokładności 2	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wskaźnik emisji CO ₂ z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Upewnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Upewnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 3	Właściwe wskaźniki emisji określa się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

Załącznik nr 5

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI PRAŻENIA I SPIEKANIA RUD METALI, W TYM RUDY SIARCZKOWEJ**A. Zakres i kompletność**

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji prażenia i spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej, oraz instalacje do grudkowania rudy.

2. Instalacje do prażenia i spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej, mogą stanowić część stalowni, jeżeli mają bezpośrednie połączenie technologiczne z piecami koksowniczymi oraz instalacjami do pierwotnego lub wtórnego wytopu surowki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali, i zachodzi w nich intensywna wymiana energii i masy (gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) co ma miejsce przy ciągłej pracy.

3. Jeżeli zezwolenie obejmuje całą stalownię, a nie tylko instalacje do prażenia i spiekania rud metali w tym rudy siarczkowej, wielkość emisji CO₂ można również monitorować w całej stalowni, stosując metodę bilansu masowego.

4. Jeżeli w instalacji prowadzi się mokre oczyszczanie gazów odlotowych, to powstają w ten sposób wielkość emisji CO₂ oblicza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji do prażenia i spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej, należą:

- 1) surowce (kalcynacja wapienia, dolomitu i węglanowych rud żelaza np. FeCO₃);
- 2) paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny, koks/miał koksowy);
- 3) gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (gaz koksowniczy (COG) i gaz wielkopiecowy (BFG));
- 4) pozostałości z procesu technologicznego używane jako materiał wsadowy w tym odfiltrowane pyły z zakładu spiekalniczego, konwertera i wielkiego pieca;
- 5) inne paliwa;
- 6) oczyszczanie gazów odlotowych.

C. Obliczanie wielkości emisji CO₂

Oblicza się wielkości emisji CO₂, stosując metodę bilansu masowego, dla każdego rodzaju instalacji/źródła instalacji.

W przypadku gdy instalacja do prażenia, spiekania i grudkowania rud metali jest częścią zintegrowanej huty o pełnym cyklu produkcji, prowadzący instalacje może obliczać emisje:

- 1) dla zintegrowanej huty jako całości, stosując metodę bilansu masowego, lub
- 2) dla instalacji do prażenia, spiekania i grudkowania rud metali, jako oddzielnego rodzaju instalacji.

1. Metoda bilansu masowego

Metoda bilansu masowego polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia wielkości emisji CO₂ z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:

$$E = (W - P - Ex - Zm) \cdot Wk$$

$$E = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} + \text{zmiany w zapasach}) \cdot Wk$$

gdzie:

E	— oznacza wielkość emisji CO ₂ [Mg CO ₂],
W – wsad	— oznacza cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji [Mg C],
P – produkty	— oznacza cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, nie licząc obszaru bilansu masowego [Mg C],
Ex – eksport	— oznacza węgiel wydzielany z obszaru bilansu masowego — usuwany do kanalizacji, kierowany na składowisko odpadów lub związany ze stratami, przy czym eksport nie obejmuje CO ₂ wprowadzanego do powietrza [Mg C],
Zm – zmiany w zapasach	— oznacza zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji [Mg C],
Wk	— oznacza współczynnik konwersji.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = \left(\sum (D_{\text{wsad}} \cdot Zc_{\text{wsad}}) - \sum (D_{\text{produkty}} \cdot Zc_{\text{produkty}}) + \right. \\ \left. - \sum (D_{\text{eksport}} \cdot Zc_{\text{eksport}}) - \sum (D_{\text{zmiany zapasów}} \cdot Zc_{\text{zmiany zapasów}}) \right) \cdot 3,664$$

gdzie:

E	— oznacza wielkość emisji CO ₂ [Mg CO ₂],
D_{wsad}	— dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,
D_{produkty}	— dane dotyczące rodzaju instalacji dla produktów,

D_{eksport}	— dane dotyczące rodzaju instalacji dla eksportu,	1.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D Analizuje się i podaje w rocznym raporcie masowe przepływy do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany zapasów dla wszystkich odnośnych paliw i materiałów oddzielnie. Tam gdzie zawartość węgla w przepływie masowym jest zazwyczaj odnoszona do zawartości energii (paliwa), można do obliczenia bilansu masowego określić i wykorzystać zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [Mg C/TJ] odpowiedniego przepływu masowego.
D_{zmiany zapasów}	— dane dotyczące rodzaju instalacji dla zmian,	
Zc_{wsad}	— zawartość węgla na wejściu,	
Zc_{produkty}	— zawartość węgla dla produktów,	
Zc_{eksport}	— zawartość węgla dla eksportu,	
Zc_{zmiany zapasów}	— zawartość węgla dla zmian.	

Poziom dokładności 1	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 2	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 3	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.
Poziom dokładności 4	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±1,5 %.

1.2. Zawartość węgla

Poziom dokładności 1	Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprowadza się ze standardowych wskaźników emisji dla paliw lub materiałów wymienionych w części E załącznika nr 1 lub w załącznikach nr 4–10 do rozporządzenia. Zawartość węgla wyprowadza się następująco: $\text{zawartość C [Mg/Mg lub TJ]} = \frac{\text{wskaźnik emisji [Mg CO}_2\text{/Mg lub TJ]}}{3,664 \text{ [Mg CO}_2\text{/Mg C]}}$
Poziom dokładności 2	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wartości opałowe z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 3	Zawartość węgla w strumieniach wejścia lub wyjścia wyprowadza się, zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych, dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania

Wielkości emisji CO₂ pochodzące z procesów spalania odbywających się w instalacjach prażenia i spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej, podlegają monitorowaniu zgodnie z wymogami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

3. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

W czasie procesu wypalania na ruszcie CO₂ jest uwalniane z materiałów wsadowych, tj. z mieszaniny surowców (np. węgla wapnia), oraz z powtórnie wykorzystywanych odpadów z procesu technologicznego.

Dla każdego rodzaju używanych materiałów wsadowych wielkość emisji CO₂ oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = D_{\text{wsad}} \cdot W_e \cdot W_k$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D_{wsad} — dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,

W_e — oznacza wskaźnik emisji CO₂,

W_k — oznacza współczynnik konwersji.

3.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Poziom dokładności 1	Ilość [Mg] materiałów wsadowych – węglanów [Mg CaCO ₃ , Mg MgCO ₃ lub Mg CaCO ₃ -MgCO ₃] — oraz pozostałości po procesie technologicznym używane jako materiał wsadowy stosowany w procesie powinny być ważone przez prowadzącego instalację lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 2	Ilość [Mg] materiałów wsadowych – węglanów [Mg CaCO ₃ , Mg MgCO ₃ lub Mg CaCO ₃ -MgCO ₃] — oraz pozostałości po procesie technologicznym używane jako materiał wsadowy stosowany w procesie powinny być ważone przez prowadzącego instalację lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.

3.2. Wskaźnik emisji CO₂ — W_e

Dla węglanów stosuje się wskaźniki określone w tabeli.

Tabela — Stechiometryczne wskaźniki emisji

Współczynniki stechiometryczne		
Węglan	Wartość	Jednostka
CaCO ₃	0,440	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522	[Mg CO ₂ /Mg MgCO ₃]
FeCO ₃	0,380	[Mg CO ₂ /Mg FeCO ₃]

Wartości wskaźników emisji CO₂ modyfikuje się w zależności od zawartości wilgoci i skały pónnej w stosowanym materiale zawierającym węglany. Dla pozostałości z procesu technologicznego wskaźniki

emisji CO₂ wyznacza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

3.3. Współczynnik konwersji — W_k

Poziom dokładności 1	Współczynnik konwersji wynosi 1,0.
Poziom dokładności 2	Szczegółowe współczynniki wyznacza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia, określającymi ilość węgla w wyprodukowanych spiekach oraz odfiltrowanych pyłach. W przypadku gdy odfiltrowane pyły są ponownie wykorzystane w procesie technologicznym, ilość zawartego węgla [Mg] nie jest brana pod uwagę, aby uniknąć podwójnego liczenia. Można stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego rozkładu węglanów.

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

Załącznik nr 6

**SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI
DO PIERWOTNEGO LUB WTÓRNEGO WYTOPU SURÓWKI ŻELAZA LUB STALI SUROWEJ,
W TYM DO CIĄGŁEGO ODLEWANIA STALI**

A. Zakres i kompletność

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do pierwotnego lub wtórnego wytopu surówki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali, dotyczące wytopu pierwotnego (w wielkich piecach — BF i konwertorach tlenowych — BOF) oraz wytopu wtórnego (w elektrycznych piecach łukowych — EAF).

2. Instalacje do pierwotnego lub wtórnego wytopu surówki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali, są integralną częścią stalowni powiązaną technologicznie z piecami koksowniczymi oraz instalacjami spiekalniczymi.

3. Intensywna wymiana energii i masy (gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) ma miejsce przy ciągłej pracy. Jeżeli zezwolenie obejmuje całą hutę, a nie tylko wielkie piece, wielkość emisji CO₂ można również monitorować w całej hucie przy użyciu metody bilansu masowego.

4. Jeżeli w instalacji prowadzi się oczyszczanie gazów odlotowych, to powstają w ten sposób wielkość emisji CO₂ oblicza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji do pierwotnego lub wtórnego wytopu surówki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali należą:

- 1) surowce (kalcynacja wapienia i dolomitu i węglanowych rud żelaza, np. FeCO₃);
- 2) paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny, węgiel, koks);
- 3) środki redukujące (koks, węgiel, tworzywa sztuczne itp.);
- 4) gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (gaz koksowniczy/COG, gaz wielkopieczowy/BFG, gaz konwertorowy/BOFG);
- 5) zużyte grafitowe elektrody;
- 6) inne paliwa;
- 7) oczyszczanie gazów odlotowych.

C. Obliczanie wielkości emisji CO₂**1. Metoda bilansu masowego**

Metoda bilansu masowego polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia wielkości emisji CO₂ z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:

$$E = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} + \text{zmiany w zapasach}) \cdot \text{współczynnik konwersji}$$

gdzie:

E	— oznacza wielkość emisji CO ₂ [Mg CO ₂],
wsad	— oznacza cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji [Mg C],
produkty	— oznacza cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, opuszczający granice instalacji [Mg C],
eksport	— oznacza węgiel wydzielany z obszaru bilansu masowego, np. usuwany do kanalizacji, deponowany na składowisko odpadów lub tracony, przy czym wydzielanie nie obejmuje CO ₂ wypuszczanego do atmosfery [Mg C],
zmiany w zapasach	— oznacza zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji [Mg C].

Wielkość emisji CO₂ oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = \{ \sum (D_{\text{wsad}} \cdot Zc_{\text{wsad}}) \cdot \sum (D_{\text{produkty}} \cdot Zc_{\text{produkty}}) + \sum (D_{\text{eksport}} \cdot Zc_{\text{eksport}}) - \sum (D_{\text{zmiany w zapasach}} \cdot Zc_{\text{zmiany w zapasach}}) \} \cdot 3,664$$

gdzie:

E	— oznacza wielkość emisji CO ₂ [Mg CO ₂]
D_{wsad}	— dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,
D_{produkty}	— dane dotyczące rodzaju instalacji dla produktów,
D_{eksport}	— dane dotyczące rodzaju instalacji dla eksportu,
D_{zmiany w zapasach}	— dane dotyczące rodzaju instalacji dla zmian,
Zc_{wsad}	— zawartość węgla na wejściu,
Zc_{produkty}	— zawartość węgla dla produktów,
Zc_{eksport}	— zawartość węgla dla eksportu,
Zc_{zmiany w zapasach}	— zawartość węgla dla zmian.

1.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Analizuje się i podaje w rocznym raporcie masowe przepływy do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany zapasów dla wszystkich odnośnych paliw i materiałów oddzielnie. Tam gdzie zawartość węgla w przepływie masowym jest zazwyczaj odnoszona do zawartości energii (paliwa), można do obliczenia bilansu masowego określić i wykorzystać zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [Mg C/TJ] odpowiedniego przepływu masowego.

Poziom dokładności 1	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5$ %.
Poziom dokładności 2	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0$ %.
Poziom dokładności 3	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5$ %.
Poziom dokładności 4	Dane dotyczące rodzaju instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5$ %.

1.2. Zawartość węgla

Poziom dokładności 1	Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprowadza się ze standardowych wskaźników emisji dla paliw lub materiałów wymienionych w części E załącznika nr 1 lub w załącznikach 4–10 do rozporządzenia. Zawartość węgla wyprowadza się następująco: $\text{zawartość C [Mg/Mg lub TJ]} = \frac{\text{wskaźnik emisji [Mg CO}_2\text{/Mg lub TJ]} / 3,664}{\text{[Mg CO}_2\text{/Mg C]}}$
Poziom dokładności 2	Stosuje się do danego rodzaju paliwa lub materiału wartości opałowe z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 3	Zawartość węgla w strumieniach wejścia lub wyjścia wyprowadza się z zastosowaniem warunków określonych w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych, dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy. Zawartość węgla w produktach i półproduktach określa się na podstawie rocznych analiz prowadzonych z zastosowaniem warunków określonych w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia lub wyprowadza się ją ze średnich wartości przedziału zmienności wyszczególnionych w odpowiednich normach międzynarodowych lub krajowych.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania

Wielkości emisji CO₂ pochodzące z procesów spalania odbywających się w instalacjach do pierwotnego lub wtórnego wytopu surowki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali, w których nie używa się paliw jako środków redukujących ani nie-pochodzących z reakcji metalurgicznych, monitoruje

się i rozlicza zgodnie z wymogami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

3. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

Instalacje do pierwotnego lub wtórnego wytopu surowki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego

odlewania stali, mają technologiczne powiązanie z innymi instalacjami. W tych instalacjach stosuje się różne paliwa jako czynniki redukujące. Instalacje te wytwarzają gazy pochodzące z procesu technologicznego, takie jak gaz koksowniczy (COG), gaz wielkopiecowy (BFG), gaz konwertorowy (BOFG).

Całkowitą wielkość emisji CO₂ pochodzącą z instalacji do pierwotnego lub wtórnego wytopu surowki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali, oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = \sum (D_{\text{wejście}} \cdot We_{\text{wejście}}) - \sum (D_{\text{wyjście}} \cdot We_{\text{wyjście}})$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D_{wejście} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,

D_{wyjście} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji na wyjściu,

We_{wejście} — oznacza wskaźnik emisji na wejściu,

We_{wyjście} — oznacza wskaźnik emisji na wyjściu.

3.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Poziom dokładności 1	Masowy przepływ paliw do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 2	Masowy przepływ paliw do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 3	Masowy przepływ paliw do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.
Poziom dokładności 4	Masowy przepływ paliw do i z instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±1,5 %.

3.2. Wartość opałowa

Poziom dokładności 1	Stosuje się wskaźniki referencyjne dla każdego paliwa wymienione w części E załącznika nr 1 do rozporządzenia.
Poziom dokładności 2	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wartości opałowe z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.
Poziom dokładności 3	Wartość opałowa odpowiadająca każdej partii paliwa w instalacji jest mierzona przez prowadzącego instalację, laboratorium lub dostawcę paliwa zgodnie z wymogami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

3.3. Wskaźnik emisji CO₂

Wskaźnik emisji CO₂ dla danych dotyczących rodzaju instalacji na wyjściu dotyczy ilości węgla niez-

wierającego CO₂ na wyjściu procesu, który jest wyrażony w [Mg CO₂/Mg] wyjścia dla uwydatnienia porównywalności.

Poziom dokładności 1	Referencyjne wskaźniki emisji		
Substancja	Wartość	Jednostka	Źródło wskaźnika emisji
CaCO ₃	0,440	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃]	Współczynnik stechiometryczny
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃ - -MgCO ₃]	Współczynnik stechiometryczny
FeCO ₃	0,380	[Mg CO ₂ /Mg FeCO ₃]	Współczynnik stechiometryczny
Żelazo z bezpośredniej redukcji rud (żelazo DRI)	0,07	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Elektrody węglowe z pieców łukowych (EAF)	3,00	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Węgiel wsadowy w piecach łukowych (EAF)	3,04	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Żelazo gąbczaste, brykietowane na gorąco	0,07	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Gaz konwertorowy	1,28	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Koks ponaftowy	3,19	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Zakupiona surówka	0,15	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Złom żeliwny	0,15	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Stal	0,04	[Mg CO ₂ /Mg]	IPCC GL 2006
Poziom dokładności 2	Stosuje się do danego rodzaju paliwa wskaźnik emisji CO ₂ z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.		
Poziom dokładności 3	Stosuje się konkretne wskaźniki emisji (Mg CO ₂ /Mg na wejściu lub Mg na wyjściu) dla materiałów wsadowych i wyjściowych opracowane zgodnie z przepisami części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.		

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI DO PRODUKCJI KLINKIERU CEMENTOWEGO W PIECACH OBRÓTOWYCH

A. Zakres i kompletność

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji klinkieru cementowego w piecach obrotowych.

2. Jeżeli w instalacji prowadzi się oczyszczanie gazów odlotowych, to powstają w ten sposób wielkość emisji CO₂ należy liczyć zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

W instalacjach do produkcji cementu, emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł i strumieni materiałów wsadowych:

- 1) kalcynacja wapienia znajdującego się w surowcach;
- 2) konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania;
- 3) alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach i surowcach oraz inne paliwa i surowce alternatywne;
- 4) paliwa do wypalania z biomasy, w tym odpady biomasy;
- 5) paliwa niestosowane do wypalania;
- 6) zawartość węgla organicznego w wapieniu i łupkach;
- 7) surowce używane do oczyszczania gazów odlotowych.

C. Obliczanie wielkości 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 z załącznikiem nr 2 do rozporządzenia.

Bez względu na poziom dokładności, w przypadku współspalania opon, określa się we własnym zakresie wartość opałową oraz określa wskaźnik emisji, wykorzystując wielkości podane w tabeli nr 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia.

Wskaźnik zawartości biomasy w oponach określa się na stałym poziomie określonym w planie monitorowania pod warunkiem udokumentowania stosownymi wynikami.

Dla paliw podstawowych, takich jak: gaz propan-butan, olej opałowy, olej opałowy lekki, olej opałowy ciężki, drewno oraz węgiel (pył węglowy) stosowanych w czasie rozruchu instalacji oraz odpadów własnych monitorowanie emisji CO₂ może odbywać się

z zastosowaniem pierwszego poziomu dokładności pod warunkiem, że emisja ta mieści się będzie w pojęciu pomniejszego źródła lub mikro źródła emisji.

W piecach obrotowych bez względu na poziom emisji można stosować wskaźnik utleniania wynoszący 1,0.

Wskaźnik zawartości biomasy w oponach może być przyjęty na stałym poziomie określonym w planie monitorowania.

2. Emisje z procesów technologicznych

Związane z procesem technologicznym emisje CO₂ pochodzą z kalcynacji węglanów w surowcach używanych do produkcji klinkieru (podpunkt 2.1.1 i 2.1.2), z częściowej lub całkowitej kalcynacji pyłów z pieca do wypalania cementu lub pyłów z filtrów obejściowych usuwanych z procesu (pkt 4), w pewnych przypadkach z zawartości węgla niewęglanowego w surowcach (pkt 5).

2.1 CO₂ pochodzący z produkcji klinkieru

Wielkość emisji oblicza się na podstawie zawartości węglanów na wejściu procesu (metoda obliczania W) lub na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru (metoda obliczania P). Metody te uznaje się za równoważne i prowadzący instalację może je wzajemnie stosować do walidacji wyników drugiej metody.

Można określić inną częstotliwość badań oraz wielkość partii dostawy dla dodatków surowcowych pod warunkiem, że wielkość emisji mieści się będzie w pojęciu pomniejszego źródła lub mikro źródła emisji.

2.1.1 Metoda W — węglany (wsad do pieca)

Obliczenie opiera się na zawartości węglanów we wsadach do procesu (wliczając w to popiół lotny i żużel wielkopieczowy) z odjęciem pyłu cementowego (CKD) i obejściowego pyłu odpadowego od zużycia surowca, a następnie obliczeniem wielkości emisji zgodnie z przepisami pkt 3 części C, w przypadku kiedy CKD i obejściowy pył odpadowy opuszczają układ pieca. Metoda ta nie obejmuje węgla niezawartego w węglanach, a zatem przepisy pkt 5 nie mają zastosowania.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E = D \cdot W_e \cdot W_k$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,
W_e — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg],
W_k — oznacza współczynnik konwersji.

a) Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Jeżeli mączka surowcowa nie jest scharakteryzowana jako taka, wymagania te stosuje się oddzielnie do każdego z odnośnych zawierających węgiel wsadów do pieca (niebędących paliwami), np. wapienia lub tępka, unikając podwójnego liczenia lub pominięcia związanego z materiałami zawracanymi do procesu lub materiałami obejściowymi. Ilość netto mączki

surowcowej określa się z empirycznie wyznaczonego dla danej instalacji stosunku mączki surowcowej/klinkieru, który należy aktualizować co najmniej raz do roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk tej branży.

Dla dodatków surowcowych niedokładność ważenia oraz niedokładność określenia zmian zapasów jest taka sama jak dla klinkieru, metoda P — Produkcja klinkieru.

Poziom dokładności 1	Ilość netto odnośnego wsadu do pieca [Mg] zużytą w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5$ %.
Poziom dokładności 2	Ilość netto odnośnego wsadu do pieca [Mg] zużytą w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0$ %.
Poziom dokładności 3	Ilość netto odnośnego wsadu do pieca [Mg] zużytą w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5$ %.

b) Wskaźnik emisji

Wskaźnik emisji oblicza się i zamieszcza w rocznym raporcie w jednostkach masy CO₂ uwalnianego na tonę każdego odnośnego wsadu do pieca. Do przeliczenia danych dotyczących składu na wskaźniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli poniżej.

Określenia ilości odnośnych węglanów, wliczając w to CaCO₃ i MgCO₃ w każdym z odnośnych wsadów

do pieca, dokonuje się zgodnie z przepisami części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Można to osiągnąć, stosując metodę termogravimetryczną.

Metodą alternatywną określenia składu służącego do wyliczenia wielkości emisji jest oznaczenie we wsadzie piecowym węgla pierwiastkowego, obejmującego węglany i węgiel niewęglanowy oraz określenie emisji CO₂ z wykorzystaniem współczynnika stechiometrycznego zawartego w poniższej tabeli.

Poziom dokładności 1	Współczynniki stechiometryczne	
	Wartość	Jednostka
Substancja		
CaCO ₃	0,440	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522	[Mg CO ₂ /Mg MgCO ₃]
FeCO ₃	0,380	[Mg CO ₂ /Mg FeCO ₃]
C	3,664	[Mg CO ₂ /Mg C]

c) Współczynnik konwersji

Poziom dokładności 1	Węglany opuszczające piec szacuje się zachowawczo jako zero, tj. z założeniem całkowitej kalcynacji, zaś współczynnik konwersji wynosi 1.
Poziom dokładności 2	Węglany i pozostały węgiel opuszczający piec z klinkierem uwzględnia się z zastosowaniem współczynnika konwersji o wartości mieszczącej się pomiędzy 0 a 1. Można założyć pełne przetworzenie jednego lub więcej wsadów do pieca i przypisać nieprzetworzone węglany lub pozostały węgiel pozostałemu wsadowi (wsadom). Dodatkowe oznaczenie odnośnych parametrów chemicznych produktu przeprowadza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Można stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego rozkładu węglanów.

2.1.2. Metoda obliczania P — Ilość wyprodukowanego klinkieru

Ta metoda obliczeń oparta jest na ilości wyprodukowanego klinkieru, emisję CO₂ oblicza się ją za pomocą następującego wzoru:

$$E = D \cdot We \cdot Wk$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,

We — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg],

Wk — oznacza współczynnik konwersji.

Uwzględnia się CO₂ uwolniony z procesu kalcynacji pyłu cementowego i obejściowego pyłu odpadowego dla instalacji, w których pyły te opuszczają układ pieca (pkt 4) wraz z potencjalnymi emisjami węgla niewęglanowego w mączce surowcowej (pkt 5). Wielkość emisji CO₂ z produkcji klinkieru oraz z pyłów cementowych i odpadowych pyłów obejściowych i z węgla niewęglanowego w materiałach wsadowych oblicza się oddzielnie oraz dodaje do całko-

witej wielkości emisji CO₂, przy użyciu następującego wzoru:

$$E_{\text{proces ogółem}} = E_{\text{klinkier}} + E_{\text{pyły}} + E_{\text{węgiel niewęglanowy}}$$

gdzie:

E_{proces ogółem} — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

E_{klinkier} — oznacza wielkość emisji CO₂ w klinkierze [Mg CO₂],

E_{pyły} — oznacza wielkość emisji CO₂ w pyłe [Mg CO₂],

E_{węgiel niewęglanowy} — oznacza wielkość emisji CO₂ z węgla niewęglanowego [Mg CO₂].

3. Emisje związane z produkcją klinkieru

a) Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Produkcję klinkieru [Mg] w okresie rozliczeniowym określa się przez bezpośrednie ważenie klinkieru albo na podstawie wielkości dostaw cementu z wykorzystaniem poniższego wzoru (bilans materiałowy uwzględniający klinkier wystany, klinkier dostarczony, jak również zmienność stanu zapasów klinkieru):

$$\text{Klinkier}_{\text{wyprodukowany}} [\text{Mg}] = \text{cement}_{\text{wyprodukowany}} [\text{Mg}] \cdot \text{wskaźnik klinkier/cement} - \text{klinkier}_{\text{dostarczony}} [\text{Mg}] + \text{klinkier}_{\text{wystany}} [\text{Mg}] - \text{początkowy zapas klinkieru} [\text{Mg}] + \text{końcowy zapas klinkieru} [\text{Mg}]$$

Stosunek klinkier/cement wyprowadza się dla każdego z różnych produktów cementowych na podstawie warunków określonych w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia lub oblicza się go z różnicy między dostawami cementu i zmian zapasów oraz wszystkich materiałów użytych jako dodatki do cementu, wliczając w to odpadowy pył obejściowy i pył cementowy.

Stosunek klinkier/cement można obliczać bez udziału na rodzaje cementu, stosując łączny bilans dodatków do cementu dla wszystkich rodzajów cementu.

Ilość wyprodukowanego cementu stanowi sumę ilości sprzedanego cementu i różnicy w zapasach cementu na koniec danego roku okresu rozliczeniowego pomniejszoną o cement dostarczony do instalacji. Na potrzeby rozporządzenia jako cement sprzedany rozumie się cement, który opuścił teren zakładu na pod-

stawie wystawionych dokumentów sprzedaży lub dokumentów przewozowo-magazynowych.

Ilości klinkieru wystanego i dostarczonego oraz ilości dostarczonych lub wystanych dodatków do produkcji cementu określa się z maksymalną dopuszczalną niedokładnością pomiarową mniejszą niż ±2,5 %.

Niedokładność określenia zmian zapasów klinkieru, cementu oraz dodatków do produkcji cementu w danym roku okresu rozliczeniowego wykazuje się z maksymalną dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż ±10 %.

Ustalenie ilości wyprodukowanego cementu w oparciu o urządzenia ważąco-dozujące zainstalowane przed młynami cementu. Ilość wyprodukowanego cementu stanowi sumę ilości klinkieru i dodatków do cementu pomniejszonych o zawartość wilgoci.

Poziom dokładności 1	Ilość klinkieru wyprodukowanego [Mg] w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 2	Ilość klinkieru wyprodukowanego [Mg] w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.

b) Wskaźnik emisji

Poziom dokładności 1	Wskaźnik emisji CO ₂ wynosi 0,525 [Mg CO ₂ /Mg klinkieru].	
Poziom dokładności 2	Stosuje się wskaźnik emisji CO ₂ z Tabel wartości opałowych i wskaźników emisji CO ₂ do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji obowiązujących w danym roku kalendarzowym, przygotowanych w oparciu o dane zgłoszone w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych i zastosowanych w Raporcie inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych i ich prekursorów do powietrza za ostatni dostępny rok, ogłoszonych na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska i informacyjnie na stronach internetowych Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.	
Poziom dokładności 3	Ilość CaO i MgO w produkcie ustala się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. W celu przekształcenia danych dotyczących składu we wskaźniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne określone w tabeli, zakładając, że całość CaO i MgO pochodziła z odpowiednich węglanów.	
Współczynniki stechiometryczne		
Tlenki	Wartość	Jednostka
CaO	0,785	[Mg CO ₂ /Mg CaO]
MgO	1,092	[Mg CO ₂ /Mg MgO]

c) Współczynnik konwersji

Poziom dokładności 1	Ilość (niewęglanowego) CaO i MgO w surowcach zakłada się zachowawczo jako 0, tj. przyjmując, że całość CaO i MgO w produkcie pochodziła z węglanowych surowców, co odzwierciedla wartość współczynnika konwersji wynoszącą 1.
Poziom dokładności 2	Ilość (niewęglanowego) CaO i MgO w surowcach odzwierciedlają współczynniki konwersji o wartości pomiędzy 0 a 1, przy czym wartość 1 odpowiada pełnemu wypaleniu węglanów surowca do tlenków. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych przeprowadza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Można to osiągnąć stosując metodę termogravimetryczną. Można stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego rozkładu węglanów.

4. Wielkość emisji CO₂ związana ze zrzuconymi pyłami

CO₂ z pyłu obejściowego i pyłu cementowego (CKD) opuszczający system pieca oblicza się na podstawie ilości pyłu opuszczającego układ pieca oraz wskaźnika emisji obliczanego jak dla klinkieru (ale z ewentualnością odmiennych zawartości CaO i MgO), w celu uwzględnienia częściowej kalcynacji CKD. Pomija się rozliczanie wielkości emisji CO₂ z pyłów obejściowych, w tym pyłów z by-passu oraz pyłów z gazów wykorzystywanych do suszenia: paliw, surowców do produkcji klinkieru lub dodatków i surowców do produkcji cementu — pod warunkiem że wliczane są

one do ilości klinkieru wyprodukowanego w ramach instalacji. Do ilości klinkieru nie wlicza się pyłów emitowanych do powietrza.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E_{\text{pyły}} = D \cdot We$$

gdzie:

$E_{\text{pyły}}$ — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,

We — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg].

a) Dane dotyczące rodzaju instalacji

Poziom dokładności 1	Ilość pyłu CKD [Mg] lub odpowiednio pyłu obejściowego opuszczająca układ pieca w danym roku okresu rozliczeniowego, oszacowana zgodnie z wytycznymi dotyczącymi najlepszych praktyk w tej branży.
Poziom dokładności 2	Ilość pyłu CKD [Mg] lub odpowiednio pyłu obejściowego opuszczająca układ pieca w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadzana jest z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

b) Wskaźnik emisji CO₂

Poziom dokładności 1	Stosowana wartość referencyjna wynosi 0,525 [Mg CO ₂ /Mg klinkieru] również dla CKD lub pyłu obejściowego opuszczającego układ pieca.
Poziom dokładności 2	<p>Wskaźnik emisji [Mg CO₂/CKD] lub pyłu obejściowego opuszczającego układ pieca oblicza się na podstawie stopnia kalcynacji i składu. Stopień kalcynacji i skład określa się co najmniej raz do roku zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Stosunek pomiędzy stopniem kalcynacji CKD a wielkością emisji CO₂ na Mg CKD jest nieliniowy, przybliża się go na podstawie następującego wzoru:</p> $EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{ch}}{1 + EF_{ch}} \cdot d}{1 - \frac{EF_{ch}}{1 + EF_{ch}} \cdot d}$ <p>gdzie:</p> <p>EF_{CKD} – oznacza wskaźnik emisji z częściowo wyprażonych pyłów z pieca cementowego [Mg CO₂/Mg CKD]</p> <p>EF_{ch} – oznacza określony wskaźnik emisji z instalacji do klinkieru [CO₂/Mg klinkieru],</p> <p>d – oznacza stopień kalcynacji CKD (uwolniony CO₂ jako % całkowitej ilości CO₂ z węglanów w mieszaninie surowców).</p> <p>Dla pyłów obejściowych lub CKD opuszczających układ pieca można stosować współczynnik emisji [Mg CO₂/Mg pyłu] równy współczynnikowi emisji klinkieru z ich instalacji, bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia stopnia rozkładu węglanów.</p>

5. Emisje z niewęglanowego węgla w mączce surowcowej

Wielkość emisji CO₂ z niewęglanowego węgla w wapieniu, tępkach lub alternatywnych surowcach (np. popiół lotny) stosowanych w mączce surowcowej w piecu oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$E_{\text{surowiec węgłanowy}} = D \cdot W_e \cdot W_k$$

gdzie:

- $E_{\text{surowiec węgłanowy}}$ — oznacza wielkość emisji CO₂ z surowca węgłanowego [Mg CO₂],
- D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,
- W_e — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg],
- W_k — oznacza współczynnik konwersji [Mg CO₂/Mg].

Właściwy organ do wydania zezwolenia na uczestnictwo we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji może prowadzącemu instalację określić częstotliwość badań oraz wielkość partii surowców dla określenia wielkości emisji z niewęglanowego węgla zawartego w mączce surowcowej, pod warunkiem że emisja ta mieści się będzie w pojęciu pomniejszego źródła lub mikro źródła emisji.

Monitorowanie emisji z niewęglanowego węgla zawartego w mączce surowcowej może odbywać się z zastosowaniem pierwotnego poziomu dokładności, pod warunkiem że emisja ta mieści się będzie w pojęciu pomniejszego lub mikro źródła emisji.

Dla poszczególnych składników mąki surowcowej dopuszcza się oddzielne monitorowanie emisji z niewęglanowego węgla.

a) Dane dotyczące rodzaju instalacji

Poziom dokładności 1	Ilość odnośnego surowca [Mg] zużytego w danym roku okresu rozliczeniowego jest określana z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 15\%$.
Poziom dokładności 2	Ilość odnośnego surowca [Mg] zużytego w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadzana jest z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

b) Wskaźnik emisji CO₂

Poziom dokładności 1	Zawartość węgla niewęglanowego w odnośnym surowcu ocenia się zgodnie z wytycznymi dotyczącymi najlepszych praktyk w branży.
Poziom dokładności 2	Zawartość węgla niewęglanowego w odnośnym surowcu określa się co najmniej raz do roku, zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

c) Współczynnik konwersji

Poziom dokładności 1	Współczynnik konwersji wynosi 1,0.
Poziom dokładności 2	Współczynnik konwersji oblicza się, stosując najlepsze praktyki w tej branży. Prowadzący instalacje, po uzyskaniu zgody organu właściwego, mogą stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego spalania węgla.

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI DO PRODUKCJI WAPNA

A. Zakres i kompletność

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji wapna.

2. Jeżeli w instalacji prowadzi się oczyszczanie gazów odlotowych, to powstają w ten sposób wielkość emisji CO₂ należy liczyć zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

3. W przypadku stosowania tego samego rodzaju paliwa do celów innych niż wypalanie wapna w instalacji, w wiarygodny sposób wykazuje się, za pomocą rozliczeń wewnętrznych, jaka ilość paliwa była zużyta do wypalania wapna.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji do produkcji wapna należą:

- 1) kalcynacja wapienia i dolomitu znajdujących się w surowcach;
- 2) konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania;
- 3) alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach i surowcach;
- 4) paliwa do wypalania z biomasy, w tym odpady biomasy;
- 5) inne paliwa.

C. Określanie wielkości emisji CO₂

1. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania

Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw, w tym węgla, koksu ponaftowego, oleju opałowego, gazu ziemnego, odbywające się w instalacjach do produkcji wapna, podlegają monitoro-

waniu i rozliczaniu, zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

2. Wielkości emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

Z produkcją wapna bezpośrednio wiąże się wyprężanie węglanów w surowcach z uwalnianiem CO₂. Na poziomie instalacji wyprężaną wielkość emisji CO₂ można obliczać na dwa sposoby: na podstawie ilości węglanów wapnia i magnezu z surowców, w szczególności z wapienia i dolomitu, przetworzonych w procesie technologicznym (obliczanie metodą W — Węglany) lub na podstawie ilości tlenków alkalicznych w produkowanym wapnie (obliczanie metodą T — Tlenki alkaliczne). Obie metody obliczeniowe są równoważne.

2.1. Metoda W — Węglany

Obliczanie wielkości emisji CO₂ z węglanu polega na obliczeniu zużytej ilości węglanów, przy użyciu następującego wzoru:

$$E = \sum (D_{\text{wejście}} \cdot W_e \cdot W_k)$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D_{wejście} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji na wejściu,
W_e — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg],
W_k — oznacza współczynnik konwersji.

2.1.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Wymagania mają zastosowanie oddzielnie do każdego z odnośnych wsadów do pieca zawierających węgiel (niebędących paliwami), np. do kredy lub wapienia, unikając podwójnego liczenia lub pominięcia związanego z materiałami zwracanymi do procesu lub materiałami obojętnymi.

Poziom dokładności 1	Ilość odnośnego wsadu do pieca [Mg] zużytą w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 2	Ilość odnośnego wsadu do pieca [Mg] zużytą w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 3	Ilość odnośnego wsadu do pieca [Mg] zużytą w danym roku okresu rozliczeniowego określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.

2.1.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Wskaźniki emisji CO ₂ oblicza się i umieszcza w rocznym raporcie w jednostkach masy uwolnionego CO ₂ na Mg każdego odnośnego wsadu do pieca, przy założeniu pełnego przetworzenia. Do przeliczenia danych dotyczących składu na wskaźniki emisji CO ₂ należy stosować współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli. Określenie ilości CaCO ₃ , MgCO ₃ i węgla organicznego (tam gdzie jest to istotne) w każdym z odnośnych wsadów do pieca przeprowadza się zgodnie z przepisami części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.	
Współczynniki stechiometryczne		
Węglan	Wartość	Jednostka
CaCO ₃	0,440	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522	[Mg CO ₂ /Mg MgCO ₃]

2.1.3. Współczynnik konwersji — Wk

Poziom dokładności 1	Węglany opuszczające piec szacuje się zachowawczo jako zero, tj. z założeniem całkowitej kalcynacji, zaś współczynnik konwersji wynosi 1.
Poziom dokładności 2	Węglany opuszczające piec w wapnie uwzględnia się poprzez współczynnik konwersji o wartości pomiędzy 0 a 1. Można założyć pełne wypalenie jednego lub więcej wsadów do pieca i przypisać nieprzetworzone węglany do pozostałego wsadu (wsadów) do pieca. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych przeprowadza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Można stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego rozkładu węglanów.

2.2. Metoda T — Tlenki alkaliczne

Wielkość emisji CO₂ oblicza się na podstawie ilości CaO, MgO oraz zawartości ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych w produkowanym wapnie. Bierze się pod uwagę już wyprażone Ca i Mg wchodzące do pieca do wyprażania, na przykład przez popioły lotne lub alternatywne paliwa i surowce z odpowiednią zawartością CaO lub MgO. Odpowiednio uwzględnia się pył wapna opuszczający układ pieca do prażenia.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = \sum (D_{\text{wyjście}} \cdot We \cdot Wk)$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D_{wyjście} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji na wyjściu,
We — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂ /TJ],
Wk — oznacza współczynnik konwersji.

2.2.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Określenie D_{wyjście} oznacza całą ilość [Mg] CaO, MgO, ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych przetworzonych z odpowiednich węglanów w danym roku okresu rozliczeniowego.

Poziom dokładności 1	Określa się ilość wapna [Mg] wyprodukowaną w danym roku okresu rozliczeniowego z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 2	Określa się ilość wapna [Mg] wyprodukowaną w danym roku okresu rozliczeniowego z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.

2.2.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Ilość CaO i MgO w produkcie określa się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Do konwersji danych dotyczących składu na wskaźniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne wskazane w tabeli, zakładając, że cała ilość CaO i MgO powstała z odpowiednich węglanów.	
Współczynniki stechiometryczne		
Tlenki	Wartość	Jednostka
CaO	0,785	[Mg CO ₂ /Mg CaO]
MgO	1,092	[Mg CO ₂ /Mg MgO]

2.2.3. Współczynnik konwersji — Wk

Poziom dokładności 1	Ilości CaO i MgO zawarte w surowcach zakłada się zachowawczo jako zero, tj. przyjmując, że całość CaO i MgO w produkcie pochodziła z węglanowych surowców, co odzwierciedla wartość współczynników konwersji wynoszącą 1.
Poziom dokładności 2	Ilości CaO i MgO zawarte już w surowcach odzwierciedla się przez zastosowanie współczynników konwersji o wartości pomiędzy 0 a 1, gdzie wartość 1 odpowiada pełnemu przetworzeniu węglanów surowca na tlenki. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych przeprowadza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Można stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego rozkładu węglanów.

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI DO PRODUKCJI SZKŁA, W TYM WŁÓKNA SZKLANEGO

A. Zakres i kompletność

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji szkła, w tym włókna szklanego.

2. Jeżeli w instalacji prowadzi się oczyszczanie gazów odlotowych, to powstałą wielkość emisji CO₂ należy liczyć zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji do produkcji szkła, w tym włókna szklanego, należą:

- 1) topienie węglanów alkalicznych i metali ziem alkalicznych w surowcach;
- 2) konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania;
- 3) alternatywne paliwa bazujące na kopalinach i surowcach;
- 4) paliwa do wypalania z biomasy, w tym odpady biomasy;
- 5) dodatki zawierające węgiel, w tym koks oraz pył węglowy;
- 6) oczyszczanie gazów odlotowych;
- 7) inne paliwa.

C. Określanie wielkości emisji CO₂

1. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania

Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw odbywające się w instalacjach do produkcji szkła, w tym włókna szklanego, podlegają monitorowaniu i rozliczaniu zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

CO₂ jest uwalniany z węglanów zawartych w surowcach w czasie topienia oraz w procesie neutralizacji HF, HCl i SO₂ wapieniem lub innymi węglanami w gazach spalinowych. Emisje CO₂ pochodzące z rozpadu węglanów w procesie topienia i oczyszczania stanowią część wielkości emisji CO₂ pochodzącej z instalacji. Dodaje się je do ogólnej wielkości emisji CO₂, ale w miarę możliwości, oddzielnie podaje się w raporcie.

Wielkość emisji CO₂ uwolnioną z węglanów w surowcach w czasie topienia w piecu bezpośrednio związana z produkcją szkła można obliczać na podstawie przetworzonej ilości węglanów z surowców — głównie z sody, wapienia, dolomitu, węglanów alkalicznych lub węglanów ziem alkalicznych uzupełnionych szkłem z odzysku.

Obliczanie wielkości emisji CO₂ z węglanu polega na obliczeniu ilości zużytych węglanów, przy użyciu następującego wzoru:

$$E = \Sigma (D_{\text{węglany}} \cdot We) + \Sigma (\text{Dodatki} \cdot We)$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D_{węglany} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji — ilość zużytych surowców węglanowych,

Dodatki — oznacza ilość zużytych dodatków zawierających węgiel,

We — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg].

2.1.1. Dane dotyczące działalności — D

D_{węglany} to ilość surowców węglanowych lub dodatków związanych z emisją CO₂, takich jak dolomit, wapień, soda i inne węglany, ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych w surowcach przerobionych w danym roku okresu rozliczeniowego, jak również ilość dodatków zawierających węgiel.

Poziom dokładności 1	Prowadzący instalacje lub jego dostawca określają całkowitą masę [Mg] surowców węglanowych lub dodatków zawierających węgiel użytą w danym roku okresu rozliczeniowego, w podziale na poszczególne surowce, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.
Poziom dokładności 2	Prowadzący instalacje lub jego dostawca określają całkowitą masę [Mg] surowców węglanowych lub dodatków zawierających węgiel użytą w danym roku okresu rozliczeniowego, w podziale na poszczególne surowce, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±1,5 %.

2.1.2. Wskaźnik emisji — We

Wskaźnik emisji CO₂ oblicza się i umieszcza w rocznym raporcie w jednostkach masy uwolnione-

go CO₂ na Mg każdego surowca węglowego. Do przeliczania danych dotyczących składu na wskaźnik emisji CO₂ należy stosować współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli.

Poziom dokładności 1	Czystość odnośnych materiałów wsadowych określa się poprzez zastosowanie najlepszych praktyk w branży przemysłowej. Wyprowadzone wartości dostosowuje się stosownie do wilgotności i zawartości skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.
Poziom dokładności 2	Ilości odnośnych węglanów w każdym z odnośnych materiałów wsadowych określa się z zastosowaniem warunków określonych w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

Tabela — Współczynniki stechiometryczne

Współczynniki stechiometryczne		
Substancja	Wartość	Jednostka
CaCO ₃	0,440	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522	[Mg CO ₂ /Mg MgCO ₃]
Na ₂ CO ₃	0,415	[Mg CO ₂ /Mg Na ₂ CO ₃]
BaCO ₃	0,223	[Mg CO ₂ /Mg BaCO ₃]
Li ₂ CO ₃	0,596	[Mg CO ₂ /Mg Li ₂ CO ₃]
K ₂ CO ₃	0,318	[Mg CO ₂ /Mg K ₂ CO ₃]
SrCO ₃	0,298	[Mg CO ₂ /Mg SrCO ₃]
NaHCO ₃	0,524	[Mg CO ₂ /Mg NaHCO ₃]

Ogólnie: X _y (CO ₃) _z	$We = [M_{CO_2}] / \{ Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_{CO_3}] \}$ <p>gdzie:</p> <p>We – oznacza wskaźnik emisji</p> <p>X – oznacza ziemię alkaliczną lub metal alkaliczny</p> <p>M_x – oznacza masę cząsteczkową X w [g/mol]</p> <p>M_{CO₂} – oznacza masę cząsteczkową CO₂ = 44 [g/mol]</p> <p>M_{CO₃} – oznacza masę cząsteczkową CO₃²⁻ = 60 [g/mol]</p> <p>Y – oznacza liczbę stechiometryczną</p> <p>X = 1 dla metali na bazie ziem alkalicznych</p> <p>X = 2 dla metali alkalicznych</p> <p>Z – oznacza liczbę stechiometryczną CO₃²⁻ = 1</p>
------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI DO PRODUKCJI WYROBÓW CERAMICZNYCH ZA POMOCĄ WYPALANIA

A. Zakres i kompletność

W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych za pomocą wypalania.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych za pomocą wypalania należą:

- 1) konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania;
- 2) alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach;
- 3) paliwa do wypalania z biomasy;
- 4) kalcynacja wapienia/dolomitu i innych węglanów znajdujących się w surowcach;
- 5) wapień i inne węglany stosowane do ograniczania zanieczyszczeń powietrza i w innych procesach oczyszczania gazów spalinowych;
- 6) kopalne/pochodzące z biomasy dodatki stosowane do wywołania porowatości, np. polistyren, pozostałości z produkcji papieru i trocin;
- 7) kopalne materiały organiczne w glinie i innych surowcach.

C. Obliczanie emisji CO₂

1. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania

Procesy spalania, które występują w instalacjach do produkcji wyrobów ceramicznych za pomocą wypalania, podlegają monitorowaniu i rozliczaniu zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

CO₂ jest uwalniany w czasie kalcynacji surowców w piecu i w czasie utleniania materiału organicznego gliny i dodatków oraz z neutralizacji HF, HCl i SO₂ występujących w gazach spalinowych, wapieniem lub innymi węglanami oraz w innych procesach oczyszczania gazów spalinowych.

Wielkość emisji CO₂ z rozkładu węglanów i utleniania materiału organicznego w piecu, a także z oczyszczania gazów spalinowych dodaje się do wielkości emisji CO₂ pochodzących z danej instalacji. Wielkość emisji CO₂ dodaje się do całkowitej wielkości emisji CO₂, ale w miarę możliwości zgłasza oddzielnie.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E_{\text{całkowita}} = E_{\text{wsad}} + E_{\text{oczyszczanie}}$$

gdzie:

$E_{\text{całkowita}}$ — oznacza całkowitą wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

E_{wsad} — oznacza wielkość emisji CO₂ z wsadu [Mg CO₂],

$E_{\text{oczyszczanie}}$ — oznacza wielkość emisji CO₂ z procesu oczyszczania gazów spalinowych [Mg CO₂].

2.1. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z materiałów wsadowych

Wielkość emisji CO₂ pochodzącą z węglanów oraz z węgla zawartego w innych materiałach wsadowych oblicza się, używając metody obliczania opartej na ilości węgla nieorganicznego lub organicznego zawartego w surowcach (np. różnych węglanach, zawartości organicznej w glinie i dodatkach) przetworzonych w procesie technologicznym (Metoda A — Węglany) albo stosując metodykę opartą na tlenkach metali ziem alkalicznych zawartych w wyprodukowanej ceramice (Metoda B — Tlenki alkaliczne). Te dwie metody uważa się za równoważne w odniesieniu do ceramiki na bazie oczyszczonych lub syntetycznych glin. Metodę obliczania A stosuje się do produktów ceramicznych na bazie nieprzetworzonych glin lub w przypadku wykorzystania wszelkich glin lub dodatków ze znaczącą zawartością substancji organicznych.

2.1.1. Metoda A — Węglany

Obliczenie opiera się na wsadzie węgla (organicznego lub nieorganicznego) w każdym z istotnych materiałów surowcowych, np. różne rodzaje glin, mieszanek glin oraz dodatków. Kwarc/krzemionka, skałeń, kaolin i talk mineralny zazwyczaj nie stanowią znaczących źródeł węgla. Dane dotyczące rodzaju instalacji, wskaźnik emisji CO₂ i współczynnik konwersji odnoszą się do zwykłego stanu tego materiału, najlepiej stanu suchego.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = \sum (D_{\text{węglany}} \cdot W_e \cdot W_k)$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

$D_{\text{węglany}}$ — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,

W_e — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg],

W_k — oznacza współczynnik konwersji.

2.1.1.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Wymagania te stosuje się oddzielnie do każdego z oddzielnych surowców zawierających węgiel (niebędących paliwami), np. glin lub dodatków, unikając podwójnego liczenia lub pominięcia związanego z materiałami zawracanymi do procesu lub materiałami obejściowymi.

Poziom dokładności 1	Ilość każdego odpowiedniego surowca lub dodatku [Mg] zużytego w danym roku okresu rozliczeniowego (pomniejszoną o straty) określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,0\%$.
Poziom dokładności 2	Ilość każdego odpowiedniego surowca lub dodatku [Mg] zużytego w danym roku okresu rozliczeniowego (pomniejszoną o straty) określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0\%$.
Poziom dokładności 3	Ilość każdego odpowiedniego surowca lub dodatku [Mg] zużytego w danym roku okresu rozliczeniowego (pomniejszoną o straty) określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

2.1.1.2. Wskaźnik emisji — We

Można zastosować jeden zagregowany wskaźnik emisji CO₂, obejmujący węgiel organiczny i nieorganiczny („węgiel całkowity (TC)”) dla każdego strumienia emisji (tj. odnośnej mieszanki surowców lub dodatku). Alternatywnie można zastosować dwa różne wskaźniki emisji dla „całkowitego węgla nieorganicznego (TIC)” i „całkowitego węgla organicznego (TOC)” dla każdego strumienia materiałów wsadowych.

W stosownych przypadkach do przetworzenia danych dotyczących składu poszczególnych węglanów stosuje się współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli 1. Frakcje biomasy w dodatkach, które nie kwalifikują się jako czysta biomasa, należy określać zgodnie z przepisami części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.

Tabela nr 1. Współczynniki stechiometryczne

Współczynniki stechiometryczne		
Substancja	Wartość	Jednostka
CaCO ₃	0,440	Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃
MgCO ₃	0,522	Mg CO ₂ /Mg MgCO ₃
BaCO ₃	0,223	Mg CO ₂ /Mg BaCO ₃
Ogólnic: X _y (CO ₃) _z	$We = [M_{CO_2}] / \{ Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_{CO_3}] \}$ <p>gdzie:</p> <p>We – oznacza wskaźnik emisji</p> <p>X – oznacza ziemię alkaliczną lub metal alkaliczny</p> <p>M_x – oznacza masę cząsteczkową X w [g/mol]</p> <p>M_{CO₂} – oznacza masę cząsteczkową CO₂ = 44 [g/mol]</p> <p>M_{CO₃} – oznacza masę cząsteczkową CO₃²⁻ = 60 [g/mol]</p> <p>Y – oznacza liczbę stechiometryczną</p> <p>X = 1 dla metali na bazie ziem alkalicznych</p> <p>X = 2 dla metali alkalicznych</p> <p>Z – oznacza liczbę stechiometryczną CO₃²⁻ = 1</p>	
Poziom dokładności 1	Do określania wskaźnika emisji CO ₂ stosuje się zachowawczą wartość 0,2 Mg CaCO ₃ (odpowiadającą 0,08794 Mg CO ₂) na Mg suchej gliny zamiast wyników analiz.	
Poziom dokładności 2	Wskaźnik emisji CO ₂ dla każdego strumienia materiałów wsadowych wyprowadza się i aktualizuje przynajmniej raz do roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk tej branży, odzwierciedlając konkretne warunki lokalne oraz zestaw produktów z instalacji.	
Poziom dokładności 3	Skład odnośnych surowców określa się z zastosowaniem warunków określonych w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.	

Określa się częstotliwość badań oraz wielkość partii surowców, półproduktów oraz produktów we własnym zakresie. Wartości te koryguje się w zależności od zawartości wilgoci i innych minerałów w stosowanych materiałach zawierających węglany.

2.1.1.3. Współczynnik konwersji — *Wk*

Poziom dokładności 1	Węglany opuszczające piec szacuje się zachowawczo jako zero, tj. z założeniem całkowitej kalcynacji i utleniania odzwierciedlonymi przez współczynnik konwersji wynoszący 1.
Poziom dokładności 2	Węglany i węgiel opuszczający piec objęte zostają przez zastosowanie współczynników konwersji o wartościach między 0 a 1, gdzie wartość 1 odpowiada pełnemu przetworzeniu węglanów lub pozostałego węgla. Dodatkowe określenie odpowiednich parametrów chemicznych produktów przeprowadza się z zastosowaniem warunków określonych w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia. Można stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego rozkładu węglanów.

2.1.2. Metoda B — Tlenki alkaliczne

Wielkość emisji CO₂ powstałą przy wypalaniu oblicza się na podstawie ilości wyprodukowanej ceramiki oraz CaO, MgO, innych tlenków alkalicznych zawartych w ceramice ($D_{O_{WYJŚCIE}}$). Wskaźnik emisji CO₂ jest korygowany dla już wypalonych Ca, Mg oraz ziem alkalicznych/alkalicznych składników wprowadzonych do pieca ($D_{O_{WEJŚCIE}}$), w tym alternatywne paliwa i surowce z odpowiednią zawartością CaO lub MgO.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = \Sigma (D \cdot We \cdot Wk)$$

gdzie:

- E** — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],
D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,
We — oznacza wskaźnik emisji [Mg CO₂/Mg],
Wk — oznacza współczynnik konwersji.

2.1.2.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — *D*

Dane dotyczące rodzaju instalacji w odniesieniu do produktów odnoszą się do produkcji brutto, obejmującej produkty odrzucone i stłuczkę z pieców do wypalania i powstałą podczas wysyłki.

Poziom dokładności 1	Masę produktu w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 2	Masę produktu w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±5,0 %.
Poziom dokładności 3	Masę produktu w danym roku okresu rozliczeniowego wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.

2.1.2.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Oblicza się jeden zagregowany wskaźnik emisji oparty na zawartości odpowiednich tlenków metali, np. CaO, MgO i BaO w produkcie, stosując współczynniki stechiometryczne podane w tabeli nr 2.

Tabela nr 2. Współczynniki stechiometryczne

Współczynniki stechiometryczne		
Tlenki	Wartość	Jednostka
CaO	0,785	[Mg CO ₂ /Mg CaO]
MgO	1,092	[Mg CO ₂ /Mg MgO]
BaO	0,287	[Mg CO ₂ /Mg BaO]
Ogólnie: X _y (O) _z	$We = [M_{CO_2}] / \{Y \cdot [M_X] + Z \cdot [M_O]\}$ gdzie: We – oznacza wskaźnik emisji X – oznacza ziemię alkaliczną lub metal alkaliczny M _X – oznacza masę cząsteczkową X w [g/mol] M _{CO₂} – oznacza masę cząsteczkową CO ₂ = 44 [g/mol] M _O – oznacza masę cząsteczkową O = 16 [g/mol] Y – oznacza liczbę stechiometryczną X = 1 dla metali na bazie ziem alkalicznych X = 2 dla metali alkalicznych Z – oznacza liczbę stechiometryczną dla O = 1	
Poziom dokładności 1	Do określania wskaźnika emisji CO ₂ stosuje się zachowawczą wartość 0,123 Mg CaO (odpowiadającą 0,09642 Mg CO ₂) na Mg suchej gliny zamiast wyników analiz.	
Poziom dokładności 2	Wskaźnik emisji CO ₂ wyprowadza się i aktualizuje przynajmniej raz w roku, stosując najlepsze praktyki z danej branży, odzwierciedlając konkretne warunki lokalizacji i zestaw produktów z instalacji.	
Poziom dokładności 3	Skład produktów określa się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.	

2.1.2.3. Współczynnik konwersji — Wk

Poziom dokładności 1	Zakłada się zachowawczo, że poziom odnośnych tlenków w surowcach wynosi 0, tj. przyjmuje się, że całość tlenków Ca, Mg, Ba i innych odpowiednich tlenków metali alkalicznych w produkcie pochodziła z surowców węglanowych, co odzwierciedlają wartości współczynników konwersji wynoszące 1.
Poziom dokładności 2	<p>Oдноśne tlenki w surowcach odzwierciedla się przez zastosowanie współczynników konwersji o wartości między 0 a 1, gdzie wartość 0 odpowiada pełnej zawartości danego tlenku już w surowcu. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych surowców przeprowadza się zgodnie z warunkami określonymi w części G załącznika nr 1 do rozporządzenia.</p> <p>Można stosować współczynnik konwersji równy 1,0 bez konieczności wykonywania badań w celu udowodnienia pełnego rozkładu węglanów.</p>

2.2.2. Wielkość emisji CO₂ z oczyszczanych gazów odlotowych

Wielkość emisji CO₂ pochodząca z procesu mokrego oczyszczania gazów odlotowych jest obliczana na podstawie ilości CaCO₃ na wejściu. Unika się podwójnego liczenia, wynikającego z zastosowania wapienia recyklowanego jako surowca w tej samej instalacji. Wielkość emisji CO₂ oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = D \cdot We$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂,

D — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji,

We — oznacza wskaźnik emisji CO₂.

2.2.2.1. Dane dotyczące działalności — D

Poziom dokładności 1	Ilość [Mg] suchego CaCO ₃ stosowanego w danym roku okresu rozliczeniowego określa się przez zważenie z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±7,5 %.
----------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

2.2.2.2. Wskaźnik emisji CO₂ — We

Poziom dokładności 1	Wskaźniki stechiometryczne CaCO ₃ określono w tabeli nr 1.
----------------------	-----------------------------------------------------------------------

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI DO PRODUKCJI PAPIERU LUB TEKTURY

A. Zakres i kompletność

1. W załączniku określa się sposób monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji do produkcji papieru lub tektury.

2. Jeżeli dana instalacja eksportuje CO₂ pochodzącą z paliwa kopalnego, na przykład do przyległej instalacji produkującej wytrącony węglan wapnia, zwanym dalej „PCC”, eksportu takiego nie zalicza się do emisji z instalacji eksportującej.

3. Jeżeli w instalacji prowadzi się oczyszczanie gazów odlotowych, to powstałą w ten sposób wielkość emisji CO₂ oblicza się zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji w zakładach produkcji celulozy i papieru należą:

- 1) kotły energetyczne, turbiny gazowe i inne urządzenia służące do procesów spalania, wytwarzające parę lub energię dla zakładu;
- 2) kotły regeneracyjne i inne urządzenia, w których spala się ługi powarzelne;
- 3) piece do spopielenia;
- 4) piece do wypalania wapna i piece do kalcynacji;
- 5) oczyszczanie gazów odlotowych;
- 6) suszarnie zasilane gazem lub innym paliwem kopalnym (takie jak suszarki na podczerwień).

C. Obliczanie wielkości emisji CO₂

1. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania

Wielkości emisji CO₂ pochodzącej z procesów spalania odbywających się w instalacjach do produkcji

papieru lub tektury podlegają monitorowaniu i rozliczaniu zgodnie z warunkami określonymi w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

2. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych

Wielkość emisji CO₂ w instalacjach produkcji celulozy i papieru są wynikiem stosowania węglanów jako uzupełnienie strat związków chemicznych. Straty sodu i wapnia powstające w systemie regeneracji i w obrębie procesu kaustyzacji są uzupełniane przez zastosowanie środków chemicznych niezawierających węglanów, stosowanie niewielkich ilości węglanu wapnia (CaCO₃) i węglanu sodu (Na₂CO₃). Węgiel zawarty w tych związkach chemicznych jest węglem pochodzenia kopalnego lub w przypadku Na₂CO₃ pochodzącego z zakładów produkujących masy półchemiczne metodą sodową jest to węgiel pochodzący z biomasy. Węgiel zawarty w tych związkach chemicznych emitowany jest w postaci CO₂ z pieców do wypalania wapna i kotłów regeneracyjnych. Wielkość tych emisji CO₂ ustala się, zakładając, że cały węgiel zawarty w CaCO₃ i Na₂CO₃ stosowany w procesach odzyskiwania i kaustyzacji emitowany jest do atmosfery. Uzupełnianie wapienia jest niezbędne ze względu na straty powstające w procesie kaustyzacji, w przeważającej części w postaci węglanu wapnia.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$E = \sum (D_{\text{węglany}} \cdot We)$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂],

D_{węglany} — oznacza dane dotyczące rodzaju instalacji określające ilość CaCO₃ i Na₂CO₃ zużytych w procesie,

We — oznacza wskaźnik emisji CO₂ [Mg CO₂/Mg].

2.1. Dane dotyczące rodzaju instalacji — D

Poziom dokładności 1	Ilość [Mg] CaCO ₃ i Na ₂ CO ₃ użytych w procesie jest określana przez prowadzącego instalację lub jego dostawców z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±2,5 %.
Poziom dokładności 2	Ilość [Mg] CaCO ₃ i Na ₂ CO ₃ użytych w procesie jest określana przez prowadzącego instalację lub jego dostawców z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ±1,5 %.

2.2. Wskaźnik emisji — We

Poziom dokładności 1	Współczynniki stechiometryczne [Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃ i Mg CO ₂ /Mg Na ₂ CO ₃] dla węglanów nie pochodzących z biomasy przedstawiono w tabeli. Dla węglanów pochodzących z biomasy wskaźnik emisji CO ₂ wynosi zero [Mg CO ₂ /Mg węglanu].
----------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Współczynniki stechiometryczne		
Typ i pochodzenie węglanu	Wartość	Jednostka
CaCO ₃ jako związek uzupełniany w zakładach produkcji celulozy	0,440	[Mg CO ₂ /Mg CaCO ₃]
Na ₂ CO ₃ jako związek uzupełniany w zakładach produkcji celulozy	0,415	[Mg CO ₂ /Mg Na ₂ CO ₃]

Wartości te koryguje się w zależności od zawartości wilgoci i innych minerałów w stosowanych materiałach zawierających węglany.

D. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się sposoby wykonywania pomiaru wielkości emisji CO₂ z instalacji za pomocą ciągłych pomiarów emisji określone w załącznikach nr 1 i 14 do rozporządzenia.

ZAKRES INFORMACJI ZAWARTYCH W ROCZNYM RAPORCIE ORAZ FORMA I UKŁAD ROCZNEGO RAPORTU

1. Zakres informacji zawartych w rocznym raporcie.

Roczny raport zawiera:

1) dane identyfikujące instalację:

- a) oznaczenie prowadzącego instalację, jego adres zamieszkania lub siedziby,
- b) adres zakładu, na którego terenie prowadzona jest eksploatacja instalacji,
- c) informacje o tytule prawnym do instalacji,
- d) informacje o rodzaju instalacji,
- e) numer zezwolenia¹⁾, datę i organ wydający,
- f) kod²⁾,
- g) numer REGON, NIP,
- h) kod PKD podstawowego rodzaju działalności;

2) w odniesieniu do wszystkich źródeł:

- a) łączną wielkość emisji CO₂,
- b) wybraną metodę,
- c) wybrane poziomy dokładności,
- d) dane na temat instalacji³⁾,
- e) wskaźniki emisji⁴⁾,
- f) współczynniki utleniania lub współczynniki konwersji;

3) informacje o rodzajach odpadów (kod zgodny z katalogiem odpadów⁵⁾) i wielkości emisji CO₂ wynikających z ich wykorzystania w charakterze paliw lub materiałów wsadowych;4) informacje o produkcji i wskaźnikach emisji CO₂ na poszczególne produkty w danym roku;

5) informacje o okresowych lub stałych zmianach poziomów dokładności, przyczyny wprowadzenia tych zmian, początkowe daty, od których następują zmiany, oraz początkowe i końcowe daty zmian okresowych;

¹⁾ Zezwolenie wydane na podstawie art. 36 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji.

²⁾ Kod i rodzaj instalacji określony w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 60, poz. 429, z późn. zm.).

³⁾ Dane dotyczące rodzaju instalacji w odniesieniu do działalności obejmującej procesy spalania przedstawia się w postaci energii (wartość opałowa) i masy. Paliwa zawierające biomasę lub materiały wsadowe należy również uwzględnić w danych dotyczących rodzaju instalacji.

⁴⁾ Wskaźniki emisji w zakresie działalności obejmującej procesy spalania podaje się w postaci emisji CO₂ na daną wartość energii.

⁵⁾ Kod odpadów zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. Nr 112, poz. 1206).

6) informacje o innych zmianach zachodzących w instalacji w danym roku okresu rozliczeniowego, które mogą być istotne dla rzeczywistej wielkości emisji;

7) kod pochodzący z dwóch następujących systemów sprawozdawczych:

a) wspólnego formatu sprawozdawczego dla krajowych systemów wykazów gazów cieplarnianych, zatwierdzony przez odpowiednie organy Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatycznych, zwany dalej „CRF”⁶⁾,

b) Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń, zwanego dalej „E-PRTR”⁷⁾;

8) pozycje informacyjne:

a) ilości biomasy w postaci zawartości energii [TJ spalanej lub zastosowanej w procesach [Mg lub m³],

b) wielkość emisji CO₂ [Mg CO₂] z biomasy, jeżeli do ustalania wielkości emisji stosuje się metodę pomiarów,

c) ilość CO₂ przeniesionego z instalacji [Mg CO₂] wraz z informacją, w jakiego rodzaju związkach CO₂ został z niej przeniesiony;

d) ilość CO₂ związanego w paliwie, przeniesionego z instalacji jako część składowa paliwa;

9) w przypadku stosowania bilansu masowego:

a) przepływ masy,

b) zawartość węgla i energii dla każdego rodzaju paliwa oraz strumień materiałów wsadowych i wyjściowych i zapasów z danej instalacji;

10) w przypadku stosowania ciągłego pomiaru emisji (zgodnie z załącznikiem nr 14 do rozporządzenia), podaje się w raporcie roczną wielkość emisji CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych, jak również wielkość emisji CO₂ pochodzącego z biomasy oraz dodatkowe dane przybliżone dla średniorocznej wartości opałowej i wskaźnika emisji CO₂ dla każdego paliwa, oraz dla innych istotnych parametrów, uzyskane z potwierdzającego obliczenia;

11) w przypadku zastosowania metody „rezerwowej” podaje się dodatkowe dane przybliżone dla każdego parametru, dla którego ta metoda nie generuje danych wymaganych zgodnie z załącznikami nr 1—11 do rozporządzenia;

⁶⁾ Common Reporting Format — stosowany dla krajowych inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych, zgodnie z wytycznymi UNFCCC.

⁷⁾ Zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń i zmieniającym dyrektywę Rady 91/689/EWG i 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 31 z 04.02.2006, str. 1).

- 12) w przypadku gdy następuje zużycie paliwa, ale emisje obliczane są jako emisje z procesów technologicznych, podaje się w rocznym raporcie uzupełniające dane przybliżone dla odnośnych zmiennych standardowego wyliczenia wielkości emisji CO₂ dla emisji ze spalania tych paliw;
- 13) jeżeli wskaźniki emisji CO₂ i dane dotyczące rodzaju instalacji dotyczące paliwa odnoszone są do masy zamiast do energii, podaje się w rocznym raporcie dodatkowe dane przybliżone dla średniorocznej wartości opałowej i wskaźnika emisji dla każdego paliwa. „Dane przybliżone” oznaczają wartości roczne — potwierdzone empirycznie lub w materiałach źródłowych — wykorzystane do zastąpienia danych odnoszących się do zmiennych, wymaganych w standardowych metodach obliczeniowych zgodnie z załącznikami nr 1—11 do rozporządzenia, w celu zapewnienia kompletnej sprawozdawczości w sytuacji, kiedy metoda monitorowania nie generuje wszystkich potrzebnych zmiennych.

Informacje zawarte w pkt 5, 6, 8, o ile występują, dotyczą się do rocznego raportu w formie zwykłego tekstu. Dane dotyczące wielkości emisji pochodzących z różnych źródeł lub strumieni materiałów wsadowych w ramach jednej instalacji, należącej do tego samego rodzaju instalacji, można przedstawiać w sposób zbiorczy dla całego tego rodzaju instalacji.

Dane dotyczące wielkości emisji przedstawia się w [Mg CO₂] po zaokrągleniu do pełnego Mg. Zarówno dla potrzeb obliczeń wielkości emisji, jak i raportowania dane dotyczące rodzaju instalacji, wskaźniki emisji oraz współczynniki utleniania lub konwersji zaokrągla się do cyfr znaczących.

2. Objasnienia:

- 1) dane o wielkości emisji wyrażone w megagramach [Mg CO₂] zaokrągla się do jedności;
- 2) dane o wielkości emisji CO₂ pochodzące z różnych źródeł w ramach jednej instalacji, należącej do tego samego rodzaju instalacji, można przedstawiać w sposób zbiorczy dla całej instalacji;
- 3) informacje o paliwach i emisji będącej efektem ich zastosowania należy przedstawiać przy użyciu rodzajów paliw określonych w części E załącznika nr 1 do rozporządzenia;
- 4) informacje o rodzajach odpadów wykorzystanych w charakterze paliw lub materiałów wsadowych należy przedstawiać, stosując klasyfikację katalogu odpadów⁸⁾.

Roczny raport sporządza się oddzielnie dla każdej instalacji, z zastosowaniem zaokrągleń wielkości podawanych w raporcie, zgodnie z objaśnieniami zawartymi w pkt 2 załącznika nr 12 do rozporządzenia.

Przesyła się zweryfikowany raport w oryginale (spięty w całość) lub jako kserokopię poświadczoną na każdej stronie za zgodność z oryginałem.

Przesyła się zweryfikowany roczny raport w wersji elektronicznej na adres podany przez Krajowego Administratora Handlu Uprawnieniami do Emisji w tytule umieszczając informację: „zweryfikowany raport z instalacji ...”, wpisując numer KPRU z rozporządzenia Rady Ministrów⁹⁾.

⁸⁾ Zgodną z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. Nr 112, poz. 1206) .

⁹⁾ Należy podać numer KPRU wymieniony w rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Upnień do emisji dwutlenku węgla na dany okres rozliczeniowy.

3. Układ rocznego raportu

Jako podstawę dla rozliczania stosuje się tabele nr 1—7 niniejszego załącznika do rozporządzenia, które można adaptować stosownie do liczby rodzajów instalacji i źródeł oraz rodzajów paliw i procesów objętych monitorowaniem.

Tabela nr 1. Identyfikacja instalacji

1. Nazwa właściciela instalacji	
2. Nazwa prowadzącego instalację	
3. Nazwa instalacji	
3.1. Rodzaj instalacji	
3.2. Numer zezwolenia, data i organ wydający	
3.3. Kod	
3.4. Pozycja KPRU ⁹⁾	
3.5. Numer REGON	
3.6. Numer NIP	
3.7. Kod PKD podstawowego rodzaju działalności	
3.8. Sprawozdawczość w ramach E-PRTR ¹⁰⁾	
3.9. Numer identyfikacyjny E-PRTR ¹¹⁾	
3.10. Adres zakładu, na którego terenie prowadzona jest eksploatacja instalacji	
3.11. Współrzędne geograficzne położenia instalacji	
4.1. Imię i nazwisko osoby do kontaktów	
4.2. Adres służbowy osoby do kontaktów	
4.3. Numer telefonu i faksu służbowego osoby do kontaktów	
4.4. E-mail służbowy osoby do kontaktów	
5. Rok rozliczeniowy	
6. Rodzaje instalacji	
Rodzaj instalacji 1...N	
7. Źródło w ramach rodzaju instalacji (1...N)/zdolność produkcyjna ¹²⁾ lub nominalna moc cieplna ¹³⁾	
Źródło 1...N/zdolność produkcyjna lub nominalna moc cieplna	

⁹⁾ Czy jest wymagana, wstawić tak lub nie.

¹⁰⁾ Wypełniać tylko w przypadku, kiedy instalacja objęta jest obowiązkiem sprawozdawczym na mocy rozporządzenia (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń i zmieniającego dyrektywę Rady 91/689/EWG i 96/61/WE i w zezwoleniu dla instalacji nie ma więcej niż jednej kategorii działalności objętej E-PRTR. Podanie tej informacji nie jest obowiązkowe; stosuje się ją wyłącznie dla celów uzupełniających identyfikację jako dodatek do podanej nazwy i adresu.

¹¹⁾ Maksymalna ilość wyrobu lub wyrobów, która może być wytworzona w jednostce czasu w normalnych warunkach pracy instalacji.

¹²⁾ Ilość energii wprowadzonej do instalacji w paliwie w jednostce czasu przy jej nominalnym obciążeniu.

Tabela nr 2. Ogólna charakterystyka działalności prowadzonej w danej instalacji i wielkości emisji CO₂ z tej instalacji

Emisje CO₂ z rodzajów instalacji					
Kategorie	Kategoria IPCC CRF – Emisje z procesów spalania	Kategoria IPCC CRF – Emisje z procesów technologicznych	Kod IPCC (kategoria E-PRTR)	Zmiana poziomów dokładności tak/nie	Wielkość emisji [Mg CO ₂]
Rodzaje instalacji/źródeł					
Rodzaj instalacji 1...N/źródło w ramach rodzaju instalacji 1...N					
Suma					
Pozycje informacyjne					
	CO ₂ związany w paliwie lub przeniesiony			Wielkość emisji CO ₂ pochodząca z biomasy ¹⁴⁾	
	Ilość przeniesiona lub związana w paliwie	Przeniesiony materiał lub paliwo	Rodzaj przeniesienia (związany w paliwie, przeniesiony do/z instalacji)		
Jednostka	[Mg CO ₂]			[Mg CO ₂]	
Rodzaj instalacji 1...N/źródło w ramach rodzaju instalacji 1...N					

¹⁴⁾ Wypełnia się tylko w przypadku, jeżeli wielkość emisji CO₂ ustalana jest metodą pomiarów.

Tabela nr 3. Wielkość emisji CO₂ z procesów spalania paliw (obliczenia)

Rodzaj instalacji N/Źródło w ramach rodzaju instalacji N				
Opis rodzaju instalacji/źródła w ramach rodzaju instalacji				
Zastosowana metoda obliczeń				
Paliwo 1...N				
Rodzaj paliwa				
Kategoria paliwa według IEA ¹⁵⁾				
Kod zgodny z katalogiem odpadów ¹⁶⁾ (w stosownych przypadkach)				
Parametr	Jednostka dopuszczona	Jednostka zastosowana	Wartość	Stosowane poziomy dokładności
Ilość zużytego paliwa	[Mg] lub [m ³]			
Wartość opałowa paliwa	[TJ/Mg] lub [TJ/m ³]			
Wskaźnik emisji	[Mg CO ₂ /TJ] lub [Mg CO ₂ /Mg] lub [Mg CO ₂ /m ³]			
Współczynnik utleniania				
Wielkość emisji CO ₂	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		
Zużyta biomasa	[TJ] lub [Mg] lub [m ³]			
Wielkość emisji CO₂ ogółem¹⁷⁾	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		
W tym: wielkość emisji CO₂ powstającej w warunkach normalnej eksploatacji instalacji	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		
wielkość emisji CO₂ powstającej w warunkach odbiegających od normalnych ¹⁸⁾	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		

¹⁵⁾ International Energy Agency — Międzynarodowa Agencja Energetyki.

¹⁶⁾ Kod odpadów zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. Nr 112, poz. 1206).

¹⁷⁾ Równa sumie wielkości emisji z paliw kopalnych, odpadów, paliw mieszanych, biomasy.

¹⁸⁾ Łącznie z rozruchem i zamykaniem instalacji lub poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi, mające miejsce w danym okresie rozliczeniowym, które są ewidencjonowane w rocznym raporcie.

Tabela nr 4. Wielkość emisji CO₂ pochodzącej z procesów technologicznych (obliczenia)

Rodzaj instalacji N/Źródło w ramach rodzaju instalacji N				
Opis rodzaju instalacji/źródła w ramach rodzaju instalacji				
Zastosowana metoda obliczeń				
Paliwo 1...N lub materiał 1...N (ewentualnie proces)				
Rodzaj paliwa lub materiału				
Kategoria paliwa według IEA lub materiału				
Kod zgodny z katalogiem odpadów ¹⁹⁾ (w stosownych przypadkach)				
Parametr	Jednostka dopuszczona	Jednostka zastosowana	Wartość	Stosowany poziom dokładności
Dane dotyczące rodzaju instalacji	[Mg] lub [m ³]			
Wskaźnik emisji	[Mg CO ₂ /Mg] lub [Mg CO ₂ /m ³]			
Współczynnik konwersji				
Wielkość emisji CO ₂	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		
Zużyta biomasa	[TJ] lub [Mg] lub [m ³]			
Wielkość emisji CO₂ ogółem²⁰⁾	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		
W tym: wielkość emisji CO₂ powstającej w warunkach normalnej eksploatacji instalacji	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		
wielkość emisji CO₂ powstającej w warunkach odbiegających od normalnych ²¹⁾	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		

¹⁹⁾ Kod odpadów zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. Nr 112, poz. 1206).

²⁰⁾ Równa sumie wielkości emisji z paliw kopalnych, odpadów, paliw mieszanych, biomasy.

²¹⁾ Łącznie z rozruchem i zamykaniem instalacji lub poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi, mające miejsce w danym okresie rozliczeniowym, które są ewidencjonowane w rocznym raporcie.

Tabela nr 5. Wielkość emisji CO₂ określana za pomocą metody bilansu masowego

Parametr				
Rodzaj paliwa lub materiału				
Kategoria paliwa według IEA (w stosownych przypadkach)				
Kod zgodny z katalogiem odpadów ²²⁾ (w stosownych przypadkach)				
Parametr	Jednostka dopuszczona	Jednostka zastosowana	Wartość	Stosowany poziom dokładności
Dane dotyczące rodzaju instalacji – ilość zużytego paliwa lub materiału (dla strumieni wychodzących – zastosować wartości ujemne)	[Mg] lub [m ³]			
Wartość opałowa paliwa (w stosownych przypadkach)	[TJ/Mg] lub [TJ/m ³]			
Dane dotyczące rodzaju instalacji (dopływ ciepła) = ilość zużytego paliwa lub materiału x wartość opałowa paliwa (w stosownych przypadkach)	[TJ]	[TJ]		
Zawartość węgla	[Mg C/Mg] lub [Mg C/m ³]			
Wielkość emisji CO ₂	[Mg CO ₂]	[Mg CO ₂]		

Tabela nr 6. Wielkość emisji CO₂ określana za pomocą metody pomiarowej

Rodzaj instalacji				
Źródło w ramach rodzaju instalacji				
Parametr	Jednostka dopuszczona	Wartość	Zastosowany poziom dokładności	Niepewność
Wielkość emisji CO ₂ pochodzącego z paliw kopalnych	[Mg CO ₂]			
Wielkość emisji CO ₂ pochodzącego z biomasy	[Mg CO ₂]			

²²⁾ Kod odpadów zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. Nr 112, poz. 1206).

Tabela nr 7. Informacje o produkcji i wskaźnikach emisji CO₂ na produkt

	Produkt główny	Jednostka	Rok 2005	Rok 2006	Rok 2007	Rok N ²³⁾
Zdolności produkcyjne ²⁴⁾	ciepło	[GJ]				
	energia elektryczna	[MWh]				
	produkt główny ²⁵⁾	[Mg]				
Wielkość produkcji produktu głównego ²⁶⁾	ciepło	[GJ]				
	energia elektryczna	[MWh]				
	produkt główny ²⁵⁾	[Mg]				
Wskaźnik emisji ²⁷⁾	ciepło	[MgCO ₂ /GJ]				
	energia elektryczna	[MgCO ₂ /MWh]				
	produkt główny ²⁵⁾	[MgCO ₂ /Mg]				
Zmiana w strukturze technologicznej instalacji ²⁸⁾						
Zmiana w funkcjonowaniu instalacji ²⁹⁾						

²³⁾ W raporcie za rok 2008 należy podać informacje za lata 2005—2008, a od roku 2009 tylko za dany rok rozliczeniowy.

²⁴⁾ Całkowite nominalne zdolności produkcyjne instalacji. Należy wypełnić odpowiednie pola w zależności od rodzaju produkcji.

²⁵⁾ Należy podać produkcję produktu głównego zgodnie z tabelą:

Kod	PRODUKT	JEDNOSTKA
E1	Roczna produkcja energii w rozbiciu na energię elektryczną i ciepło	MWh/GJ
E2	Roczny całkowity przerób ropy naftowej	Mg
E3	Roczna produkcja koksu	Mg
F1	Roczna produkcja spieku	Mg
F2	Roczna produkcja stali surowej	Mg
M1.1	Roczna produkcja klinkieru cementowego	Mg
M1.2	Roczna produkcja wapna	Mg
M2	Roczna sumaryczna produkcja szkła	Mg
M3	Roczna sumaryczna produkcja wyrobów ceramicznych	Mg
O1	Roczna sumaryczna produkcja pulpy	Mg
O2	Roczna sumaryczna produkcja papieru i tektury	Mg

²⁶⁾ Całkowita wielkość produkcji produktu głównego w danym roku rozliczeniowym.

²⁷⁾ Stosunek emisji wyliczonej w raporcie rocznym do wielkości produkcji w danym roku rozliczeniowym, w przypadku produkcji kilku produktów (np. ciepło i energia elektryczna) należy rozdzielić emisję na części odpowiadające poszczególnym produktom.

²⁸⁾ Należy podać wszelkie zmiany instalacji, np. budowa i rozbudowa nowych mocy produkcyjnych itd., oraz zaznaczyć, w którym roku nastąpiła zmiana.

²⁹⁾ Należy podać wszelkie zmiany w pracy instalacji, np. zwiększenie wykorzystania mocy produkcyjnych ze względu na wzrost zapotrzebowania na ciepło u odbiorców lub nowe umowy na odbiór produktu, zmianę organizacji pracy w zakładzie itd., oraz zaznaczyć, w którym roku nastąpiła zmiana.

Jednostka wykonująca pomiary lub obliczenia
(data, podpis i pieczętka)

Prowadzący instalację
(data, podpis i pieczętka)

4. Przechowywanie informacji

Dane z monitorowania wielkości emisji CO₂ dokumentuje się i archiwizuje oraz przechowuje przez okres co najmniej 10 lat od daty przedstawienia rocznego raportu za każdy kolejny rok rozliczeniowy.

Dane z monitorowania wielkości emisji CO₂ obejmują, w przypadku metody obliczeniowej:

- a) wykaz wszystkich źródeł objętych monitorowaniem,
- b) dane dotyczące rodzaju instalacji, użyte w jakichkolwiek obliczeniach wielkości emisji CO₂ z każdego źródła, z podziałem według typu procesu i paliwa,
- c) dokumenty uzasadniające wybór stosowanej metodyki monitorowania oraz dokumenty uzasadniające wprowadzanie okresowych lub stałych zmian w metodyce monitorowania i zmian poziomów dokładności,
- d) dokumentację metodyki monitorowania i wyniki opracowania wskaźników emisji CO₂ i frakcji biomasy specjalnie dla konkretnego rodzaju działalności i dla poszczególnych paliw oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji,
- e) dokumentacja procesu gromadzenia danych dotyczących działalności dla danej instalacji i jej strumieni materiałów wsadowych,
- f) dane dotyczące rodzaju instalacji, wskaźniki emisji CO₂ i współczynniki utleniania oraz współczynniki konwersji wykorzystane do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień na poszczególne okresy rozliczeniowe,
- g) dokumentacja dotycząca zakresu obowiązków w związku z monitorowaniem emisji,
- h) roczne raporty na temat wielkości emisji CO₂ oraz
- i) wszelkie pozostałe informacje, które uznaje się za wymagane dla celów weryfikacji rocznych raportów.

Dane z monitorowania wielkości emisji CO₂ obejmują, w przypadku metody pomiarów:

- a) wykaz wszystkich źródeł emisji objętych monitorowaniem,
- b) dokumentację uzasadniającą wybór pomiarów jako metodyki monitorowania,
- c) dane wykorzystywane w analizach niedokładności pomiarów emisji CO₂ z podziałem na procesy,
- d) dokładny opis techniczny systemu ciągłych pomiarów, włącznie z dokumentacją zatwierdzenia przez organ właściwy,
- e) pierwotne i zbiorcze dane z systemu stałych pomiarów, w tym z dokumentacją zmian, wprowadzanych z biegiem czasu, księgę dokumentacji testów, awarii, kalibracji, serwisowania i konserwacji urządzeń,
- f) dokumentację wszystkich zmian wprowadzanych w systemie ciągłych pomiarów.

SPOSÓB WERYFIKACJI ROCZNYCH RAPORTÓW

1. Zasady ogólne

1. Celem weryfikacji jest zagwarantowanie, aby wielkość emisji CO₂ była monitorowana zgodnie z procedurą monitorowania określoną w zezwoleniu oraz aby raporty zawierały rzetelne i prawidłowe dane.

2. Z zastrzeżeniem przepisów pkt 2.6 weryfikacja prowadzi do wydania wniosków z weryfikacji, w których stwierdza się z racjonalnym poziomem pewności, czy dane zawarte w raporcie są wolne od istotnych zafałszowań i czy nie występują tam istotne niezgodności z zezwoleniem.

3. Przedstawia się weryfikatorowi roczny raport, kopię posiadanego zezwolenia oraz wszelkie inne właściwe informacje.

4. Zakres weryfikacji zidentyfikowany jest z czynnościami, jakie wykonuje weryfikator w celu dokonania oceny czy raport zawiera rzetelne i prawidłowe dane.

2. Metodyka weryfikacji

2.1. W ramach procesu weryfikacji wykonuje się następujące działania:

- a) analizę strategiczną,
- b) analizę ryzyka,
- c) weryfikację właściwą,
- d) wewnętrzny protokół z weryfikacji,
- e) protokół z weryfikacji.

Tabela nr 1. Poziomy istotności

Instalacje należące do grupy emisji	Poziom istotności
A lub B	5 %
C	2 %

2.3. W ramach analizy ryzyka:

- a) analizuje się elementy ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej, odnoszące się do zakresu i stopnia skomplikowania rodzaju instalacji oraz źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, które mogły prowadzić do istotnych zafałszowań i niezgodności zgodnie z procedurą monitorowania określoną w zezwoleniu,
- b) sporządza się plan weryfikacji wspólny z tą analizą ryzyka, zawierający opis sposobu, w jaki należy przeprowadzać działania weryfikacyjne, program weryfikacji oraz plan pobierania prób danych, charakterystykę działań do przeprowadzenia ze wskazaniem terminu ich przeprowadzenia oraz zakresu koniecznego do realizacji planu weryfikacji; plan pobierania prób danych wskazuje, które dane będą testowane w celu sporządzenia wniosków z weryfikacji.

2.2. W ramach analizy strategicznej:

- a) sprawdza się, czy dane w planie monitorowania dla danej instalacji są ujęte w sposób zgodny z wymaganiami zezwolenia, w przeciwnym przypadku odstępuje się od weryfikacji, z wyjątkiem elementów, które w sposób oczywisty nie są dotknięte brakiem opisu w zezwoleniu,
- b) identyfikuje się i analizuje każdy rodzaj instalacji prowadzony w danej instalacji, źródła emisji i strumienie materiałów wsadowych, urządzenia pomiarowe stosowane do celów monitorowania lub pomiarów zestawu danych (w tym pochodzenie i stosowanie wskaźników emisji oraz współczynników utleniania i konwersji), wszelkie inne dane wykorzystywane w celu obliczenia lub zmierzenia wielkości emisji CO₂ oraz środowisko, w jakim funkcjonuje dana instalacja,
- c) zapoznaje się z planem monitorowania stosowanym przez prowadzącego instalację, przepływem danych, jak również systemem kontroli, w tym ogólnej organizacji w odniesieniu do monitorowania i raportowania;
- d) przeprowadza się analizę strategiczną w taki sposób, aby móc dokonać analizy ryzyka, w razie konieczności przeprowadza się inspekcję na miejscu.
- e) stosuje się poziom istotności zdefiniowany w tabeli nr 1:

2.4. W ramach weryfikacji właściwej:

- a) w stosownych przypadkach dokonuje się inspekcji na miejscu, w celu sprawdzenia działania mierników i systemów monitorowania, przeprowadzenia rozmów i zebrania wystarczających informacji i dowodów,
- b) realizuje się plan weryfikacji przez gromadzenie danych zgodnie ze zdefiniowanymi metodami pobierania prób, testów przeglądowych, przeglądów dokumentów, procedur analitycznych i procedur przeglądu danych, w tym wszelkie odpowiednie dodatkowe dowody, na których opierać się będą wnioski z weryfikacji,
- c) potwierdza się prawidłowość informacji wykorzystanych do obliczenia poziomów niepewności zgodnie z zatwierdzonym w zezwoleniu planie monitorowania,
- d) sprawdza się czy zatwierdzony w zezwoleniu plan monitorowania jest realizowany,

e) zwraca się do prowadzącego instalację o dostarczenie wszelkich brakujących danych lub o uzupełnienie brakujących sekcji w ramach ścieżek audytu, wyjaśnia różnice w danych dotyczących wielkości emisji CO₂, weryfikuje się obliczenia lub dostosowuje zgłoszone dane, przed sporządzeniem ostatecznych wniosków z weryfikacji,

f) przekazuje się w dowolnej formie prowadzącemu instalację informacje na temat wszelkich stwierdzonych niezgodności i zafaszowań (prowadzący instalację koryguje wszelkie wskazane zafaszowania, przy czym korekcie podlega cała populacja, z której pobrano próbę),

g) przez cały czas trwania procesu weryfikacji określa się zafaszowania i niezgodności z wymaganiami, oceniając, czy:

- plan monitorowania określa niezgodności w stosunku do procedury monitorowania określonym w zezwoleniu;
- istnieją jasne i obiektywne dowody, uzyskane za pomocą metody gromadzenia danych, na poparcie ustaleń na temat nieprawidłowości.

2.5. W ramach wewnętrznego protokołu z weryfikacji:

a) odnotowuje się dowody pełnego wykonania analizy strategicznej, analizy ryzyka, oraz wypełnienia planu weryfikacji, jak również podaje informacje wystarczające do uzasadnienia wniosków z weryfikacji, w celu ułatwienia oceny ewentualnego audytu przez organ akredytacyjny;

b) opierając się na stwierdzeniach zamieszczonych w wewnętrznym protokole z weryfikacji, formułuje się pogląd na to czy raport zawiera jakiegokolwiek istotne zafaszowania w porówna-

niu z poziomem istotności, a także czy występują istotne niezgodności zgodnie z procedurą monitorowania określonym w zezwoleniu lub inne kwestie istotne w odniesieniu do wniosków z weryfikacji.

2.6. W protokole z weryfikacji przedstawia się metodykę weryfikacji, spostrzeżenia i wnioski z weryfikacji, które zostają dołączone do rocznego raportu.

W ramach weryfikacji rocznego raportu wypełnia się:

1) tabele nr 1—7 określone w załączniku nr 12 do rozporządzenia;

2) tabelę nr 2 określoną w niniejszym załączniku do rozporządzenia, zawierającą ocenę końcową.

Jeżeli w opinii weryfikatora nie występują istotne niezgodności zgodnie z procedurą monitorowania określoną w zezwoleniu i ogólne wielkości emisji CO₂ nie zostały istotnie zafaszowane, raport weryfikuje się jako zadowolający.

Jeżeli w opinii weryfikatora wystąpią nieistotne niezgodności lub nieistotne zafaszowania, opisuje się je w protokole z weryfikacji jako „zweryfikowane jako zadowolające, z nieistotnymi niezgodnościami i zafaszowaniami”. Można również opisać je w piśmie do prowadzącego instalację.

Jeżeli stwierdzi się istotne niezgodności lub istotne zafaszowania (nawet bez istotnych niezgodności), to można uznać, że raport nie został zweryfikowany jako zadowolający.

Jeżeli występuje ograniczenie w zakresie (okoliczności nie pozwoliły albo nałożono ograniczenie, uniemożliwiające weryfikatorowi uzyskanie dowodów, zmniejszających do racjonalnego poziomu ryzyko nieprawidłowych wniosków z weryfikacji) i/lub istotne niepewności, można uznać, że raport nie został zweryfikowany.

Tabela nr 2. Uwagi do raportu

Lp.	Uwagi	Opis
1	Zgodność zastosowanego przez prowadzącego instalację procedury monitorowania zatwierdzonego w zezwoleniu, zgodnie z art. 36 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 281, poz. 2784)	
2	Zgodność zastosowanego przez prowadzącego instalację procedury monitorowania z procedurą określoną w rozporządzeniu ¹⁾ , umożliwiająca osiągnięcie najwyższego poziomu dokładności	
3	Zgodność rocznego raportu ze stanem faktycznym	
4	Niezgodności stwierdzone w rocznym raporcie	
	Inne uwagi do rocznego raportu*	

* Liczbę wierszy można zwiększyć, dostosowując ją do liczby stwierdzonych uwag do rocznego raportu.

¹⁾ Rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji obowiązującym w danym okresie rozliczeniowym.

Końcowa ocena rocznego raportu

.....
.....
.....
.....

Jednostka wykonująca pomiary lub obliczenia

.....
(data, podpis i pieczętka)

Prowadzący instalację

.....
(data, podpis i pieczętka)

Weryfikator

.....
(data, podpis i pieczętka)

SZCZEGÓŁOWY SPOSÓB MONITOROWANIA WIELKOŚCI EMISJI CO₂ Z INSTALACJI ZA POMOCĄ CIĄGŁYCH POMIARÓW EMISJI

A. Zakres i kompletność

1. Ciągły pomiar stężenia CO₂ wykonuje się metodą absorpcji promieniowania IR¹⁾ z uwzględnieniem norm PN-ISO 10396 i PN-ISO 14164.

2. Ciągły pomiar parametrów wykonuje się zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia

23 grudnia 2004 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz. U. Nr 283, poz. 2842).

3. Emisje CO₂ mogą powstawać w kilku różnych źródłach w obrębie instalacji.

B. Określanie wielkości emisji CO₂

Poziom dokładności 1	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż ±10 %.
Poziom dokładności 2	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż ±7,5 %.
Poziom dokładności 3	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż ±5 %.
Poziom dokładności 4	Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w danym roku okresu rozliczeniowego wynosząca mniej niż ±2,5 %.

C. Koncepcja ogólna

1. Całkowite emisje CO₂ ze źródła emisji w danym roku okresu rozliczeniowego określa się za pomocą poniższego wzoru. Wyznaczające parametry wzoru są zgodne z przepisami części D pkt 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia.

2. W przypadku występowania kilku źródeł emisji CO₂, które nie mogą być zmierzone jako jedno, pomiarów emisji CO₂ z tych źródeł dokonuje się osobno, a następnie sumuje wyniki, by uzyskać całkowitą wielkość emisji CO₂ w danym roku okresu rozliczeniowego w całej instalacji.

$$E = \sum_{i=1}^{\text{godziny pracy na rok}} S_{CO_2} \cdot Q_e$$

gdzie:

E — oznacza całkowitą wielkość emisji CO₂ [Mg],
 S_{CO₂} — oznacza stężenie CO₂ w gazach spalinowych,
 Q_e — oznacza przepływ gazu spalinowego.

Stężenie CO₂ — S_{CO₂}

Stężenie CO₂ w gazach spalinowych wyznacza się przez ciągły pomiar przepływu emisji w punkcie reprezentatywnym.

Przepływ gazów spalinowych Q_e

Przepływ suchego gazu spalinowego można określić za pomocą jednej z następujących metod:

Metoda A

Przepływ gazu spalinowego Q_e oblicza się metodą bilansu masowego, uwzględniając wszystkie istotne parametry, takie jak ładunki materiału wsadowego, dopływ powietrza, sprawność procesu itp., a po stronie produkcji — wielkość produkcji, stężenia O₂, SO₂ i NO_x itp.

Metoda B

Przepływ gazu spalinowego Q_e wyznacza się przez ciągły pomiar przepływu w punkcie reprezentatywnym.

Metodę obliczeń przepływu gazów spalinowych opisuje się w zezwoleniu w ramach oceny planu monitorowania i zawartej w nim metodyki.

¹⁾ IR — promieniowanie podczerwone.