

Dziennik Urzędowy

Unii Europejskiej

L 229

Wydanie polskie

Legislacja

Tom 50
31 sierpnia 2007

Spis treści

II Akty przyjęte na mocy Traktatów WE/Euratom, których publikacja nie jest obowiązkowa

DECYZJE

Komisja

2007/589/WE:

- ★ **Decyzja Komisji z dnia 18 lipca 2007 r. ustanawiająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (notyfikowana jako dokument nr C(2007) 3416) ⁽¹⁾** 1

Cena: 18 EUR

⁽¹⁾ Tekst mający znaczenie dla EOG**PL**

Akty, których tytuły wydrukowano zwykłą czcionką, odnoszą się do bieżącego zarządzania sprawami rolnictwa i generalnie zachowują ważność przez określony czas.

Tytuły wszystkich innych aktów poprzedza gwiazdka, a drukuje się je czcionką pogrubioną.

II

(Akty przyjęte na mocy Traktatów WE/Euratom, których publikacja nie jest obowiązkowa)

DECYZJE

KOMISJA

DECYZJA KOMISJI

z dnia 18 lipca 2007 r.

ustanawiająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady

(notyfikowana jako dokument nr C(2007) 3416)

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

(2007/589/WE)

KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH,

uwzględniając Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską,

uwzględniając dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE⁽¹⁾, w szczególności jej art. 14 ust. 1,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Prowadzenie pełnego, spójnego, przejrzystego i dokładnego monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z niniejszymi wytycznymi ma podstawowe znaczenie dla funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, ustanowionego w dyrektywie 2003/87/WE.
- (2) Podczas pierwszego cyklu stosowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, obejmującego rok 2005, operatorzy instalacji, weryfikatorzy i właściwe organy państw członkowskich zdobyły pierwsze doświadczenia w zakresie monitorowania, weryfikowania i sprawozdawczości, zgodnie z decyzją Komisji 2004/156/WE z dnia 29 stycznia 2004 r. ustanawiającą wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady⁽²⁾.

- (3) W następstwie przeglądu decyzji 2004/156/WE okazało się, że wytyczne określone w tej decyzji wymagały szeregu zmian w celu podania ich w jaśniejszej i bardziej efektywnej pod względem kosztów formie. Ze względu na znaczną liczbę poprawek należy zastąpić decyzję 2004/156/WE.
- (4) Należy wprowadzić ułatwienia w stosowaniu tych wytycznych dla instalacji o średniorocznych zgłaszanych emisjach poniżej 25 000 ton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych, w poprzednim okresie rozliczeniowym, jak również osiągnąć dalszą harmonizację i wyjaśnienie kwestii technicznych.
- (5) W stosownych przypadkach uwzględniono wytyczne w zakresie monitorowania gazów cieplarnianych opracowane przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC), Międzynarodową Organizację Normalizacyjną (ISO), Światową Radę Biznesu na rzecz Zrównoważonego Rozwoju (WBCSD) i Światowy Instytut Zasobów (WRI).
- (6) Informacje dostarczone przez operatorów zgodnie z niniejszą decyzją powinny ułatwić skrócone przypisywanie emisji zgłaszanych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE z emisjami zgłaszanymi do Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (EPRT) ustanowionego rozpo-

⁽¹⁾ Dz.U. L 275 z 25.10.2003, str. 32. Dyrektywa ostatnio zmieniona dyrektywą 2004/101/WE (Dz.U. L 338 z 13.11.2004, str. 18).

⁽²⁾ Dz.U. L 59 z 26.2.2004, str. 18.

- ządzeniem (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⁽¹⁾, jak również z emisjami zgłaszanymi do wykazów krajowych stosujących odmienne kategorie źródeł Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu.
- (7) Przez podniesienie na wyższy poziom ogólnej efektywności metodyki monitorowania pod względem kosztów bez pogorszenia dokładności danych dotyczących emisji i ogólnej rzetelności systemów monitorowania operatorzy i właściwe organy powinny być w stanie wypełnić ogólnie swoje zobowiązania na mocy dyrektywy 2003/87/WE przy znacząco obniżonych kosztach. Odnosi się to szczególnie do zakładów używających paliw uzyskanych w całości z biomasy oraz do niewielkich emitorów.
- (8) Wymagania dotyczące sprawozdawczości zostały dostosowane do wymagań określonych w art. 21 dyrektywy 2003/87/WE.
- (9) Wymagania dotyczące planu monitorowania zostały wyjaśnione i zaostrzone, tak aby lepiej odzwierciedlały znaczenie, jakie mają dla zapewnienia starannej sprawozdawczości i jednoznacznych rezultatów weryfikacji.
- (10) Tabela 1 określająca minimalne wymagania podane w załączniku I przeznaczona jest do stałego używania. Konkretnie zapisy w tej tabeli skorygowano na podstawie informacji zebranych przez państwa członkowskie, operatorów i weryfikatorów, uwzględniając zmiany wprowadzone w przepisach dotyczących emisji gazów cieplarnianych pochodzących ze spalania, z kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, oraz zmiany w wytycznych szczegółowych, powinny one zatem odzwierciedlać właściwą równowagę pomiędzy efektywnością pod względem kosztów a dokładnością.
- (11) Wprowadzono metodę rezerwową z minimalnymi progami niepewności w celu zapewnienia alternatywnej drogi monitorowania emisji z bardzo specyficznych lub złożonych instalacji, wyłączając te instalacje z zastosowania metodologii opartej na podziale na poziomy dokładności i umożliwiając zaprojektowanie w pełni zindywidualizowanej metodyki monitorowania.
- (12) Przepisy dotyczące przenoszonego CO₂ oraz CO₂ związanego w paliwie, wprowadzanego lub opuszczającego instalacje objęte przepisami dyrektywy 2003/87/WE jako czysta substancja lub paliwo, zostały wyjaśnione i zaostrzone w celu poprawy spójności z wymaganiami sprawozdawczości państw członkowskich na mocy protokołu z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.
- (13) Wykaz referencyjnych wskaźników emisji został poszerzony i zaktualizowany z wykorzystaniem informacji zawartych w Wytycznych Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu z 2006 r., zwanych dalej „wytycznymi IPCC”. Wykaz ten został również poszerzony o wartości referencyjne wartości opałowych dla szerokiego zakresu paliw, w oparciu o wytyczne IPCC.
- (14) Sekcja dotycząca kontroli i weryfikacji została poddana przeglądowi i zmieniona w celu poprawy pojęciowej i językowej spójności z wytycznymi opracowanymi przez organizację European Cooperation for Accreditation (EA), Europejski Komitet Normalizacyjny (CEN) i ISO.
- (15) W odniesieniu do określania właściwości paliw i materiałów, wymagania dotyczące stosowania wyników z laboratoriów analitycznych i analizatorów gazów działających w trybie *on-line* zostały wyjaśnione z uwzględnieniem doświadczeń zdobytych w państwach członkowskich podczas pierwszego okresu rozliczeniowego. Podano również dodatkowe wymagania dotyczące metod i częstotliwości próbkowania.
- (16) W celu poprawy efektywności pod względem kosztów instalacji o rocznych emisjach CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych wynoszących poniżej 25 000 ton, dodano pewne wyjątki od konkretnych wymagań stosujących się ogólnie do instalacji.
- (17) W odniesieniu do procesów spalania zniesiono obowiązek stosowania współczynników utleniania na potrzeby metodyki monitorowania. W odniesieniu do instalacji produkujących sadzę i zakładów przetwarzania gazu dodano metodę opartą na bilansie masowym. Wymagania w zakresie dopuszczalnej niepewności ustalania emisji powstających w wyniku spalania na wylotach kominów zostały obniżone w celu odzwierciedlenia specyficznych warunków technicznych tych obiektów.
- (18) Ze względu na problemy odnoszące się do osiągalnej dokładności zgłoszone w pierwszym okresie sprawozdawczym metoda bilansu masowego nie powinna stanowić części wytycznych szczegółowych dla rafinerii ropy naftowej wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE. Zmienione zostały wytyczne dla regeneracji urządzeń do krakowania katalitycznego i innych procesów regeneracji katalizatorów i *flexi-cokers*, w celu odzwierciedlenia specyficznych warunków technicznych tych obiektów.
- (19) W odniesieniu do instalacji do produkcji koksu, spieków, żelaza i stali wprowadzono bardziej rygorystyczne przepisy i progi stosowania metody bilansu masowego. Dodano wskaźniki emisji z wytycznych IPCC.
- (20) Terminologia i metodyki dla instalacji do produkcji klinkieru cementowego i dla instalacji do produkcji wapna zostały ujednoczone z handlowymi praktykami w sektorach objętych przepisami niniejszej decyzji. Stosowanie danych dotyczących działalności, wskaźnika emisji i współczynnika konwersji zostało doprowadzone do zgodności z innymi działaniami objętymi dyrektywą 2003/87/WE.
- (21) W załączniku IX podano dodatkowe wskaźniki emisji dla instalacji przemysłu szklarskiego.
- (22) Wymagania w zakresie dopuszczalnej niepewności, dotyczące emisji z kalcynowania surowców w instalacjach przemysłu ceramicznego, zostały rozluźnione w celu odzwierciedlenia sytuacji, w których gliny pochodzą

(1) Dz.U. L 33 z 4.2.2006, str. 1.

bezpośrednio z kamieniołomów. Ze względu na ograniczone możliwości zastosowania zauważone w czasie pierwszego cyklu sprawozdawczego nie powinno się już dłużej stosować metody opartej jedynie na wielkości produkcji.

- (23) Należy dodać konkretne wytyczne dotyczące ustalania emisji gazów cieplarnianych przy użyciu systemów ciągłych pomiarów emisji, aby ułatwić stosowanie metod monitoringu opartego na pomiarach współmiernych zgodnie z przepisami art. 14 i 24 oraz załącznikiem IV do dyrektywy 2003/87/WE.
- (24) Uznawanie działalności polegającej na wychwytywaniu i magazynowaniu dwutlenku węgla nie jest przewidziane w niniejszej decyzji, ale uzależnione będzie od zmiany dyrektywy 2003/87/WE lub włączenia tych kategorii działalności zgodnie z art. 24 tej dyrektywy.
- (25) Wytyczne zawarte w załącznikach do niniejszej decyzji przedstawiają zmienione kryteria szczegółowe dotyczące monitorowania i sprawozdawczości emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych. Są one określone w odniesieniu do tych kategorii działalności w oparciu o zasady monitorowania i sprawozdawczości przedstawione w załączniku IV do tej dyrektywy, które powinny się stosować od dnia 1 stycznia 2008 r.
- (26) Artykuł 15 dyrektywy 2003/87/WE zobowiązuje państwa członkowskie do zapewnienia weryfikacji sprawozdań dostarczanych przez operatorów zgodnie z kryteriami przedstawionymi w załączniku V do tej dyrektywy.
- (27) Przewiduje się, że dalszy przegląd wytycznych przedstawionych w niniejszej decyzji zostanie przeprowadzony w ciągu dwóch lat od daty rozpoczęcia jej stosowania.

- (28) Środki przewidziane w niniejszej decyzji są zgodne z opinią Komitetu ustanowionego na mocy art. 8 decyzji 93/389/EWG ⁽¹⁾,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZYJĘ:

Artykuł 1

Wytyczne w odniesieniu do monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych z kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE określone są w załącznikach do niniejszej decyzji.

Wytyczne te opierają się na zasadach przedstawionych w załączniku IV do tej dyrektywy.

Artykuł 2

Decyzję 2004/156/WE uchyla się z dniem określonym w art. 3.

Artykuł 3

Niniejszą decyzję stosuje się od dnia 1 stycznia 2008 r.

Artykuł 4

Niniejsza decyzja skierowana jest do państw członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 18 lipca 2007 r.

W imieniu Komisji

Stavros DIMAS

Członek Komisji

⁽¹⁾ Dz.U. L 167 z 9.7.1993, str. 31. Decyzja ostatnio zmieniona rozporządzeniem (WE) nr 1882/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. L 284 z 31.10.2003, str. 1).

SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

	<i>Strona</i>
Załącznik I Ogólne wytyczne	5
Załącznik II Wytyczne dotyczące emisji z procesów spalania w ramach kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	48
Załącznik III Wytyczne szczegółowe dotyczące rafinerii ropy naftowej wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	55
Załącznik IV Wytyczne szczegółowe dotyczące pieców koksowniczych wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	57
Załącznik V Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji prażenia i spiekania rud metali wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	61
Załącznik VI Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do wytopu surówki żelaza oraz stali, w tym do ciągłego odlewania stali, wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	64
Załącznik VII Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji klinkieru cementowego wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	68
Załącznik VIII Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wapna wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	73
Załącznik IX Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji szkła wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	76
Załącznik X Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	78
Załącznik XI Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji celulozy i papieru, wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE	83
Załącznik XII Wytyczne dotyczące określania wielkości emisji gazów cieplarnianych przy pomocy systemów ciągłych pomiarów emisji	85

ZAŁĄCZNIK I

OGÓLNE WYTYCZNE

SPIS TREŚCI

	<i>Strona</i>
1. Wprowadzenie	7
2. Definicje	7
3. Zasady monitorowania i sprawozdawczość	10
4. Monitorowanie emisji gazów cieplarnianych	11
4.1. Zakresy	11
4.2. Metody oparte na obliczeniach i pomiarach	11
4.3. Plan monitorowania	12
5. Metody określania emisji CO ₂ oparte na obliczeniach	13
5.1. Wzory obliczeniowe	13
5.2. Poziomy dokładności metod	14
5.3. Metody rezerwowe	19
5.4. Dane dotyczące działalności	19
5.5. Wskaźniki emisji	20
5.6. Współczynniki utleniania i konwersji	20
5.7. Przenoszony CO ₂	21
6. Metody oparte na pomiarach	21
6.1. Ogólnie	21
6.2. Poziomy dokładności metod obliczeniowych	22
6.3. Dalsze procedury i wymagania	22
7. Ocena niepewności	23
7.1. Obliczenia	23
7.2. Pomiary	25
8. Sprawozdawczość	25
9. Zachowywanie informacji	27
10. Kontrola i weryfikacja	28
10.1. Gromadzenie i obróbka danych	28
10.2. System kontroli	28
10.3. Działania kontrolne	28
10.3.1. Procedury i zakres obowiązków	28
10.3.2. Zapewnienie jakości	29
10.3.3. Przeglądy i walidacja danych	29

	<i>Strona</i>
10.3.4. Procesy zlecane na zewnątrz	30
10.3.5. Korekty i działania naprawcze	30
10.3.6. Zapisy i dokumentacja	30
10.4. Weryfikacja	30
10.4.1. Zasady ogólne	30
10.4.2. Metodyka weryfikacji	31
11. Wskaźniki emisji	33
12. Wykaz materiałów uznawanych za biomasę neutralną pod względem CO ₂	34
13. Określanie danych dla konkretnych kategorii działalności oraz ustalanie współczynników	36
13.1. Określanie wartości opałowych i wskaźników emisji dla paliw	36
13.2. Określanie współczynników utleniania dla konkretnych kategorii działalności	37
13.3. Określanie wskaźników emisji z procesów technologicznych, współczynników konwersji i danych dotyczących składu	37
13.4. Określanie frakcji biomasy	37
13.5. Wymagania w zakresie określania właściwości paliw i materiałów	38
13.5.1. Korzystanie z akredytowanych laboratoriów	38
13.5.2. Korzystanie z nieakredytowanych laboratoriów	38
13.5.3. Analizatory gazów działające w trybie <i>on-line</i> i chromatografy gazowe	39
13.6. Metody pobierania próbek i częstotliwość analiz	39
14. Format sprawozdawczy	40
14.1. Identyfikacja instalacji	40
14.2. Przegląd kategorii działalności w instalacjach	41
14.3. Emisje pochodzące z procesów spalania (Obliczenie)	42
14.4. Emisje pochodzące z procesów technologicznych (Obliczenie)	42
14.5. Metoda bilansu masowego	43
14.6. Metoda obliczeniowa	43
15. Kategorie sprawozdawczości	43
15.1. Format sprawozdawczy IPCC	43
15.2. Kodyfikacja kategorii źródłowych IPPC według rozporządzenia EPRTR	45
16. Wymagania względem instalacji o niskim poziomie emisji	47

1. WPROWADZENIE

Niniejszy załącznik zawiera ogólne wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych określanych w odniesieniu do kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE. Dodatkowe wytyczne dotyczące emisji gazów związanej z poszczególnymi kategoriami działalności przedstawione są w załącznikach II–XI.

2. DEFINICJE

Do celów niniejszego załącznika oraz załączników II–XII stosuje się definicje zawarte w dyrektywie 2003/87/WE.

1. Ponadto stosuje się następujące definicje podstawowe:

- a) „działalność” oznacza kategorie działalności wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;
- b) „właściwe organy” oznacza właściwy organ lub organy wyznaczone zgodnie z art. 18 dyrektywy 2003/87/WE;
- c) „źródło emisji” oznacza pewną możliwą do zidentyfikowania część (punkt lub proces) instalacji, z której emitowane są dane gazy cieplarniane;
- d) „strumień materiałów wsadowych” oznacza konkretny rodzaj paliwa, surowca lub produktu, który w wyniku zużycia lub produkcji powoduje powstawanie emisji danych gazów cieplarnianych w jednym źródle lub w większej liczbie źródeł;
- e) „metodyka monitorowania” oznacza całość metod stosowanych przez operatora instalacji do ustalania wielkości emisji z danej instalacji;
- f) „plan monitorowania” oznacza szczegółową, kompletną i przejrzystą dokumentację metodyki monitorowania konkretnej instalacji, w tym dokumentację z działalności w zakresie gromadzenia i obróbki danych, a także system kontroli poprawności danych;
- g) „poziom dokładności” oznacza konkretny element metodyki służący do określania danych na temat kategorii działalności, wskaźników emisji i współczynników utleniania lub konwersji;
- h) „roczny” oznacza okres czasu obejmujący rok kalendarzowy od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia;
- i) „okres sprawozdawczy” oznacza jeden rok kalendarzowy, podczas którego emisje mają być objęte monitorowaniem i sprawozdawczością;
- j) „okres rozliczeniowy” oznacza wieloletni etap systemu handlu uprawnieniami do emisji (np. lata 2005–2007 lub 2008–2012), w odniesieniu do którego państwo członkowskie wydaje krajowy plan rozdziału, zgodnie z art. 11 ust. 1 i 2 dyrektywy 2003/87/WE.

2. W odniesieniu do emisji, paliw i materiałów stosuje się następujące definicje:

- a) „emisje pochodzące z procesów spalania” oznaczają emisje gazu cieplarnianego powstające podczas reakcji egzotermicznej paliwa z tlenem;
- b) „emisje pochodzące z procesów technologicznych” oznaczają emisje gazu cieplarnianego inne niż „emisje pochodzące z procesów spalania”, występujące wskutek zarówno zamierzonych, jak i niezamierzonych reakcji między substancjami lub ich przemiany, włącznie z chemiczną lub elektrolityczną redukcją rud metali, termicznym rozkładem substancji oraz tworzeniem substancji przeznaczonych do użytku jako produkty lub surowce;
- c) „CO₂ związany w paliwie” oznacza CO₂ będący częścią paliwa;
- d) „zachowawczy” oznacza, że zestaw założeń został zdefiniowany tak, aby nie nastąpiło niedoszacowanie emisji;
- e) „partia” oznacza pewną ilość paliwa lub materiału, poddaną reprezentatywnemu próbkowaniu i o określonej charakterystyce, przekazywanego jako jednorazowa partia lub w sposób ciągły w określonym okresie czasu;
- f) „paliwa w obrocie handlowym” oznaczają paliwa o określonym składzie, podlegające częstemu i swobodnemu obrotowi, jeśli dana partia była przedmiotem handlu między stronami ekonomicznie niezależnymi, wliczając w to wszystkie komercyjne paliwa znormalizowane, gaz ziemny, ciężki i lekki olej opałowy, węgiel, koks naftowy;

- g) „materiały w obrocie handlowym” oznaczają materiały o określonym składzie, podlegające częstemu i swobodnemu obrotowi, jeśli dana partia była przedmiotem handlu między stronami ekonomicznie niezależnymi;
 - h) „znormalizowane paliwo handlowe” oznacza paliwa handlowe znormalizowane w skali międzynarodowej, wykazujące 95 % poziom ufności nieprzekraczający $\pm 1\%$ w zakresie ich podanej wartości opałowej, w tym olej napędowy, lekki olej opałowy, benzyna, nafta, kerozyna, etan, propan i butan.
3. W odniesieniu do pomiarów stosuje się następujące definicje:
- a) „dokładność” oznacza stopień bliskości 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;
 - b) „niepewność” oznacza 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 oraz o przedziale ufności wokół wartości średniej wynoszącym 95 %, z uwzględnieniem wszelkiej asymetrii w rozkładzie wartości;
 - c) „średnia arytmetyczna” oznacza sumę wszystkich elementów zbioru wartości podzieloną przez liczbę elementów w tym zbiorze;
 - d) „pomiar” oznacza zestaw czynności ukierunkowanych na ustalenie wartości danej wielkości;
 - e) „instrument pomiarowy” oznacza urządzenie, które ma być użyte do dokonania pomiarów, samodzielnie lub w połączeniu z urządzeniem/urządzeniami uzupełniającymi;
 - f) „system pomiarowy” oznacza kompletny zestaw instrumentów pomiarowych i innego sprzętu, jak np. sprzęt/urządzenia do pobierania próbek i przetwarzania danych, stosowany do określania takich wielkości, jak dane dotyczące działalności, zawartość węgla, wartość opałowa lub współczynnik emisji dla emisji CO₂;
 - g) „kalibracja” oznacza zestaw czynności, które określają, w konkretnych warunkach, zależności między wartościami wskazywanymi przez instrument pomiarowy lub system pomiarowy, lub wartościami reprezentowanymi przez wzorzec miary lub materiał referencyjny a odpowiednimi wartościami wielkości uzyskanymi z wzorca porównawczego;
 - h) „ciągły pomiar emisji” oznacza zestaw czynności mających na celu określenie wartości wielkości poprzez okresowe (kilkakrotne w ciągu godziny) pomiary, przy zastosowaniu pomiaru na miejscu w kominie, lub procedur polegających na pobieraniu prób przez instrument pomiarowy zlokalizowany w pobliżu kominia; definicja ta nie obejmuje metod pomiarowych polegających na pobieraniu pojedynczych próbek z kominia;
 - i) „warunki standardowe” oznacza temperaturę wynoszącą 273,15 K (tj. 0 °C) i ciśnienie wynoszące 101 325 Pa, określające normalny metr sześcienny (Nm³).
4. W odniesieniu do metod opartych na obliczeniach i metod opartych na pomiarach stosowanych do określenia emisji CO₂ stosuje się następujące definicje:
- a) „nieracjonalne koszty” oznaczają koszty środka nieproporcjonalne do jego ogólnych korzyści, określone przez właściwe organy. W odniesieniu do poziomów dokładności próg może zostać zdefiniowany jako wartość uprawnień odpowiadających poprawie poziomu dokładności. W odniesieniu do środków podnoszących jakość sprawozdawczości dotyczącej emisji, ale niewywierających bezpośredniego wpływu na dokładność, nieracjonalne koszty mogą odpowiadać frakcji przekraczającej wskaźnikowy poziom 1 % średniej wartości dostępnych danych dotyczących emisji podawanych w poprzednim okresie rozliczeniowym. W odniesieniu do instalacji nieposiadających jeszcze 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;
 - b) „technicznie wykonalne” oznacza, że zasoby techniczne wymagane na potrzeby proponowanego systemu mogą być uzyskane przez operatora instalacji w wymaganym czasie;

- c) „strumienie materiałów wsadowych *de minimis*” oznaczają grupę pomniejszych strumieni materiałów wsadowych wybranych przez operatora instalacji i łącznie emitujących maksymalnie 1 kilotonę CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych rocznie lub wnoszących mniej niż 2 % (do maksymalnej wielkości wkładu 20 kiloton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych rocznie) całkowitych rocznych emisji CO₂ z tej instalacji przed odjęciem przenieszonego CO₂, przy czym chodzi o wielkość większą w kategoriach bezwzględnych wielkości emisji;
 - d) „główne strumienie materiałów wsadowych” oznaczają grupę strumieni materiałów wsadowych, które nie należą do grupy „pomniejszych strumieni materiałów wsadowych”;
 - e) „pomniejsze strumienie materiałów wsadowych” oznaczają strumienie materiałów wsadowych wybrane przez operatora instalacji do łącznego emitowania rocznie 5 kiloton lub mniej CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych lub które wnoszą mniej niż 10 % (do maksymalnej wielkości wkładu 100 kiloton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych rocznie) całkowitych rocznych emisji CO₂ z tej instalacji przed odjęciem przenieszonego CO₂, przy czym chodzi o wielkość większą w kategoriach bezwzględnych wielkości emisji;
 - f) „biomasa” oznacza niekopalny i ulegający biodegradacji materiał organiczny, pochodzący z roślin, zwierząt i mikroorganizmów. Pojęcie to obejmuje także produkty, produkty uboczne, pozostałości i odpady z działalności w rolnictwie, leśnictwie i z pokrewnych kategorii działalności przemysłowej, jak również 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;
 - g) „czysty” w odniesieniu do substancji oznacza, że materiał lub paliwo zawiera co najmniej 97 % (w odniesieniu do masy) określonej substancji lub pierwiastka – odpowiadając handlowej klasyfikacji „czysty”. W przypadku biomasy wyrażenie to odnosi się do frakcji węgla biomasy w całkowitej ilości węgla w paliwie lub materiale;
 - h) „metoda bilansu energii” oznacza metodę służącą do szacowania ilości energii zużytej jako paliwo w kotle, obliczonej jako suma ciepła użytecznego i wszelkich strat energii w drodze promieniowania, przeniesienia i z gazami spalinowymi.
5. W odniesieniu do kontroli i weryfikacji stosuje się następujące definicje:
- a) „ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej” oznacza podatność parametru w rocznym sprawozdaniu na temat emisji na poważne zafałszowanie, któremu system kontroli nie zapobiegnie, nie wykryje go ani nie skoryguje na czas;
 - b) „ryzyko niewykrycia” oznacza ryzyko polegające na tym, że weryfikator nie wykryje poważnego zafałszowania lub poważnej niezgodności;
 - c) „ryzyko nieodłączne” oznacza podatność parametru w rocznym sprawozdaniu na temat emisji na poważne zafałszowanie, przy założeniu, że nie prowadzono związanych z nim działań kontrolnych;
 - d) „ryzyko weryfikacyjne” oznacza ryzyko wyrażenia przez weryfikatora nieprawidłowych wniosków z weryfikacji. Ryzyko weryfikacyjne jest funkcją ryzyka nieodłącznego, ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej i ryzyka niewykrycia;
 - e) „racjonalne zapewnienie” oznacza wysoki, ale nie absolutny poziom zapewnienia, wyrażony pozytywnie we wnioskach z weryfikacji, czy weryfikowane sprawozdanie na temat wielkości emisji jest wolne od poważnych zafałszowań oraz czy instalacja nie wykazuje poważnych niezgodności;
 - f) „poziom istotności” oznacza próg ilościowy lub punkt odcięcia zastosowany do określenia prawidłowych wniosków z weryfikacji danych dotyczących wielkości emisji, podanych w rocznym sprawozdaniu na temat emisji;
 - g) „poziom pewności” oznacza stopień, do jakiego weryfikator jest przekonany, że wnioski z weryfikacji dowodzą, iż informacje przekazane w rocznym sprawozdaniu na temat emisji dla danej instalacji są wolne od poważnych zafałszowań lub zafałszowania takie występują;
 - h) „niezgodność” oznacza jakąkolwiek czynność lub pominięcie czynności w instalacji podlegającej weryfikacji, zamierzone lub niezamierzone, które stoi w sprzeczności z planem monitorowania zatwierdzonym przez właściwe organy w zezwoleniu dla tej instalacji;
 - i) „istotna niezgodność” oznacza niezgodność z wymaganiami planu monitorowania zatwierzonego przez właściwy organ w zezwoleniu dla instalacji, która to niezgodność może prowadzić do innego traktowania instalacji przez właściwe organy;
 - j) „poważne zafałszowanie” oznacza zafałszowanie (pominięcia, błędna interpretacja i błędy, bez uwzględniania dopuszczalnej niepewności) w rocznym sprawozdaniu na temat emisji, które, według

fachowego osądu weryfikatora, może wpłynąć na sposób potraktowania rocznego sprawozdania na temat emisji przez właściwe organy, np. kiedy zafalszowanie przekracza poziom istotności;

- k) „akredytacja” w kontekście weryfikacji oznacza wydanie oświadczenia przez organ akredytacyjny, na podstawie decyzji podjętej po szczegółowej ocenie dotyczącej weryfikatora, że weryfikator ten w sposób formalny wykazał posiadanie kompetencji oraz niezależność do przeprowadzenia weryfikacji zgodnie z określonymi wymaganiami;
- l) „weryfikacja” oznacza działania prowadzone przez weryfikatora, pozwalające mu na przedstawienie wniosków z weryfikacji opisanych w art. 15 i załączniku V do dyrektywy 2003/87/WE;
- m) „weryfikator” oznacza właściwy, niezależny, akredytowany organ weryfikacyjny lub osobę odpowiedzialną za wykonanie procesu weryfikacji i składanie z niego sprawozdania, zgodnie ze szczegółowymi wymaganiami ustanowionymi przez państwo członkowskie na podstawie załącznika V do dyrektywy 2003/87/WE.

3. ZASADY MONITOROWANIA I SPRAWOZDAWCZOŚĆ

W celu zapewnienia dokładności i wiarygodności działań w zakresie monitorowania i sprawozdawczości dotyczącej emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy 2003/87/WE, monitorowanie i sprawozdawczość opierają się na następujących zasadach:

Kompletność. Działania w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat danej instalacji obejmują wszystkie emisje pochodzące z procesów technologicznych oraz procesów spalania, ze wszystkich źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych należących do kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE oraz wszystkie gazy cieplarniane określone w odniesieniu do tych kategorii, przy jednoczesnym unikaniu podwójnego liczenia.

Spójność. Emisje objęte działaniami w zakresie monitorowania i sprawozdawczości są porównywalne w funkcji czasu przy użyciu tych samych metod monitorowania i zestawów danych. Metody monitorowania mogą być zmieniane zgodnie z przepisami niniejszych wytycznych, jeżeli prowadzi to do poprawy dokładności przekazywanych danych. Wszelkie zmiany w zakresie metod monitorowania podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy i należy je w pełni udokumentować.

Przejrzystość. Dane z monitorowania, włącznie z założeniami, danymi referencyjnymi, danymi dotyczącymi działalności, wskaźnikami emisji, współczynnikami utleniania i współczynnikami konwersji, gromadzi się, zapisuje, zestawia, analizuje i dokumentuje w sposób umożliwiający weryfikatorowi i właściwym organom odtworzenie dokonanych ustaleń na temat emisji.

Poprawność. Należy zadbać o to, by ustalenia dotyczące wielkości emisji nie były systematycznie wyższe lub niższe od faktycznej wielkości emisji. Należy wskazać źródła niepewności i zredukować je w najwyższym osiągalnym praktycznie zakresie. Należy dochować należytej staranności w celu zapewnienia, aby określenie wielkości emisji poprzez obliczenia i pomiary wykazywało najwyższy osiągalny stopień dokładności. Operator instalacji dostarcza odpowiednie dowody, poświadczające z racjonalnym poziomem pewności rzetelność przedstawionych danych na temat wielkości emisji. Wielkość emisji ustala się przy użyciu odpowiednich metod monitorowania przedstawionych w niniejszych wytycznych. Wszystkie urządzenia pomiarowe lub inne urządzenia do badań, używane do sporządzania danych z monitorowania, są odpowiednio stosowane, konserwowane, kalibrowane i kontrolowane. Arkusze elektroniczne i inne narzędzia wykorzystywane do przechowywania i przetwarzania danych z monitorowania nie mogą wykazywać żadnych błędów. Sprawozdanie na temat wielkości emisji i inne związane z nim ustalenia nie mogą zawierać żadnych poważnych nieprawidłowości, cechować się stronniczością w doborze i sposobie przedstawienia informacji oraz muszą dostarczać w sposób wiarygodny i wyważony wykaz emisji z danej instalacji.

Efektywność pod względem kosztów. Przy wyborze metod monitorowania aspekt korzyści wynikających z większej dokładności należy rozważyć w kategoriach dodatkowych kosztów. Należy się przy tym kierować zasadą, że celem działań w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat wielkości emisji jest uzyskanie największej osiągalnej dokładności, chyba że okazuje się to technicznie niewykonalne lub prowadzi do nieracjonalnie wysokich kosztów. Sama metodyka monitorowania musi zawierać instrukcje dla operatora instalacji, podane w sposób prosty i logiczny. Ponadto należy unikać dublowania działań i uwzględniać systemy istniejące na miejscu w danej instalacji.

Wiarygodność. Zweryfikowane sprawozdanie na temat wielkości emisji powinno być wiarygodne, aby korzystający z niego użytkownicy mogli mieć zaufanie do przedstawianych tam danych, tzn. musi przedstawiać w sposób wiarygodny zawarte w nim treści lub informacje, których w sposób uzasadniony można od niego oczekiwać.

Udoskonalenia w zakresie monitorowania oraz sprawozdawczości w odniesieniu do emisji. Proces weryfikacji sprawozdań na temat wielkości emisji musi być skutecznym i niezawodnym narzędziem wspierającym działanie procedur zapewniania i kontroli jakości, a także dostarczającym takich informacji, na podstawie których operator instalacji może udoskonalać swoje działania w zakresie monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do emisji.

4. MONITOROWANIE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH

4.1. ZAKRESY

Proces monitorowania i sprawozdawczości w przypadku instalacji obejmuje wszystkie emisje gazów cieplarnianych pochodzące ze wszystkich źródeł i/lub strumieni materiałów wsadowych należących do kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, jak również z kategorii działalności i gazów cieplarnianych włączonych przez państwo członkowskie na mocy art. 24 dyrektywy 2003/87/WE.

Zgodnie z wymogami przepisów art. 6 ust. 2 lit. b) dyrektywy 2003/87/WE zezwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą zawierać opis działalności prowadzonych w danej instalacji oraz emisji pochodzących z tej instalacji. W związku z tym zezwolenie musi zawierać wykaz wszystkich tych źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych z kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, które mają być objęte monitorowaniem i sprawozdawczością. Zgodnie z wymogami określonymi w art. 6 ust. 2 lit. c) dyrektywy 2003/87/WE zezwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą zawierać wymogi monitorowania określające metodologię monitorowania i jego częstotliwość.

Z szacowania wielkości emisji wyłącza się emisje ze spalinowych silników tłokowych, wykorzystywanych w pojazdach do celów transportowych.

Monitorowanie emisji obejmuje zarówno emisje z normalnego trybu działalności, jak i z wydarzeń nietypowych, włącznie z rozruchem i zamykaniem instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi, jakie mają miejsce w danym okresie sprawozdawczym.

W sytuacji gdy jednostkowe lub łączne zdolności produkcyjne lub wielkość produkcji z jednej lub kilku kategorii działalności należących do tej samej grupy w wykazie zawartym w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE przekraczają w ramach jednej instalacji lub jednego miejsca odnośny próg określony w tymże załączniku, monitorowaniem i sprawozdawczością obejmuje się wszystkie emisje ze wszystkich źródeł i/lub strumieni materiałów wsadowych w ramach wszystkich kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy w danej instalacji lub miejscu.

To, czy dodatkową instalację wykorzystywaną do procesów spalania, taką jak np. elektrocieplownia, pracująca w skojarzeniu, uznaje się za część instalacji wykorzystywanej do innej kategorii działalności wymienionej w załączniku I do dyrektywy, czy za odrębną instalację, uzależnione jest od konkretnych okoliczności w danym miejscu i powinno być wskazane w zezwoleniu na emisje gazów cieplarnianych z danej instalacji.

Wszystkie emisje pochodzące z danej instalacji przypisuje się do tej instalacji, bez względu na takie okoliczności jak eksport ciepła lub energii elektrycznej do innych instalacji. Emisji związanych z produkcją ciepła lub energii elektrycznej importowanej z innych instalacji nie przypisuje się do instalacji importującej.

4.2. METODY OPARTE NA OBLICZENIACH I POMIARACH

Przepisy załącznika IV do dyrektywy 2003/87/WE zezwalają na ustalenie wielkości emisji przy użyciu:

- metody obliczeń określającej emisje ze strumieni materiałów wsadowych, opartej na danych dotyczących działalności, uzyskanych za pomocą systemów pomiarowych, oraz na dodatkowych parametrach uzyskanych z analiz laboratoryjnych lub standardowych współczynników,
- metody pomiarów, określającej emisje ze źródła emisji za pomocą systemów ciągłego pomiaru stężenia odnośnego gazu cieplarnianego w gazie spalinowym oraz przepływie gazu spalinowego.

Operator instalacji może zaproponować metodę pomiarów, jeżeli potrafi wykazać, że:

- w sposób wiarygodny daje ona dokładniejsze roczne wartości emisji z instalacji niż alternatywna metoda obliczeń, z uniknięciem nieracjonalnych kosztów, oraz
- porównanie pomiędzy metodą pomiarów i metodą obliczeń oparte jest na identycznym zbiorze źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych.

Zastosowanie metody pomiarów podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy. Operator instalacji zobowiązany jest potwierdzić dokonane pomiary emisji za każdy okres sprawozdawczy metodą obliczeń wykonanych zgodnie z przepisami określonymi w sekcji 6.3c.

Operator instalacji może, pod warunkiem uzyskania zgody właściwych organów, łączyć obliczenia i pomiary w odniesieniu do różnych źródeł należących do jednej instalacji. Operator instalacji gwarantuje i wykazuje, że w wielkościach emisji nie występują luki oraz że emisje te nie są podwójnie liczone.

4.3. PLAN MONITOROWANIA

Zgodnie z przepisami art. 6 ust. 2 lit. c) dyrektywy 2003/87/WE zezwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą zawierać wymogi monitorowania określające metodologię monitorowania i jego częstotliwość.

Metodyka monitorowania stanowi część planu monitorowania i podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy zgodnie z kryteriami przedstawionymi w niniejszej sekcji i w jej podsekcjach. Państwo członkowskie lub jego właściwe organy zobowiązane są zadbać o to, by metodyka monitorowania, która ma być stosowana w danych instalacjach, została określona w warunkach zezwolenia lub, o ile jest zgodna z przepisami dyrektywy 2003/87/WE, w ogólnie wiążących zasadach.

Właściwe organy sprawdzają i zatwierdzają plan monitorowania przygotowany przez operatora instalacji przed rozpoczęciem okresu sprawozdawczego, a następnie po wprowadzeniu wszelkich istotnych zmian w metodyce monitorowania stosowanej w odniesieniu do danej instalacji (patrz poniżej).

Z zastrzeżeniem przepisów sekcji 16, plan monitorowania musi zawierać:

- a) opis instalacji, która ma być objęta monitorowaniem oraz działalności w niej prowadzonych;
- b) informacje dotyczące zakresu obowiązków związanych z monitorowaniem i sprawozdawczością w odniesieniu do danej instalacji;
- c) wykaz źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, które mają być objęte monitorowaniem w ramach każdej kategorii działalności prowadzonej w tej instalacji;
- d) opis metody obliczeń lub metody pomiarów, która ma być zastosowana;
- e) wykaz i opis poziomów dokładności dla danych dotyczących działalności, wskaźników emisji, współczynników utleniania i konwersji dla każdego strumienia materiałów wsadowych, który ma być objęty monitorowaniem;
- f) opis systemów pomiarowych oraz specyfikacje i dokładną lokalizację instrumentów pomiarowych, które zostaną zastosowane do każdego ze strumieni materiałów wsadowych, który ma być objęty monitorowaniem;
- g) dowody wykazujące zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących działalności oraz innych parametrów (w stosownych przypadkach) dla poziomów dokładności zastosowanych dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych;
- h) w stosownych przypadkach, opis metody stosowanej do próbkowania paliwa i materiałów w celu ustalenia wartości opałowej, zawartości węgla, wskaźników emisji i współczynnika utleniania i konwersji oraz zawartości biomasy dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych;
- i) opis źródeł lub metod analitycznych, które zamierza się użyć do określenia wartości opałowych, zawartości węgla, wskaźnika emisji, współczynnika utleniania, współczynnika konwersji lub frakcji biomasy dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych;
- j) w stosownych przypadkach, wykaz i opis nieakredytowanych laboratoriów i odnośnych procedur analitycznych, wraz z wykazem wszelkich odnośnych procedur zapewnienia jakości, np. porównań międzylaboratoryjnych, jak podano w sekcji 13.5.2;
- k) w stosownych przypadkach, opis systemów ciągłego pomiaru emisji do wykorzystania na potrzeby monitorowania źródła emisji, tj. punktów pomiarowych, częstotliwości pomiarów, stosowanych urządzeń, procedur kalibracji, gromadzenia danych i procedur ich przechowywania, oraz metod potwierdzania obliczeń i sprawozdawczości w zakresie danych dotyczących działalności, wskaźników emisji itp.;
- l) w stosownych przypadkach, kiedy zastosowano tzw. metodę „rezerwową” (sekcja 5.3): wyczerpujący opis metody i analizy niepewności, jeżeli nie została wcześniej objęta w ramach lit. a)–k) niniejszego wykazu;
- m) opis procedur pozyskiwania danych i ich obróbki, oraz działań kontrolnych, jak również opis tych działań (patrz: sekcja 10.1–10.3);
- n) w stosownych przypadkach, informacje na temat odpowiednich powiązań z działaniami podejmowanymi w ramach Wspólnotowego Systemu Ekorządzania i Audytu (EMAS) i innymi systemami zarządzania środowiskiem (np. ISO14001:2004), w szczególności na temat procedur i kontroli mających znaczenie dla monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do emisji gazów cieplarnianych.

Metodykę monitorowania zmienia się, jeżeli wiąże się to z poprawą dokładności zgłaszanych danych, chyba że jest to technicznie niewykonalne lub prowadzi do nieracjonalnie wysokich kosztów.

Istotna zmiana w metodyce monitorowania jako części planu monitorowania podlega zatwierdzeniu przez właściwy organ, jeżeli zmiana ta dotyczy:

- zmiany zaliczenia instalacji do kategorii ustanowionych w tabeli 1,
- zmiany między metodyką obliczeniową a pomiarową stosowaną do ustalania wielkości emisji,
- podniesienia stopnia niepewności danych dotyczących działalności lub innych parametrów (w stosownych przypadkach), co skutkuje zmianą poziomu wymagań w zakresie dokładności.

Wszelkie inne zmiany oraz proponowane zmiany metodyki monitorowania lub zmiany będących ich podstawą zbiorów danych muszą być niezwłocznie notyfikowane właściwym organom po przyjęciu ich do wiadomości przez operatora instalacji lub w przypadku, gdy można oczekiwać, że zmiany te zostaną mu zakomunikowane, chyba że plan monitorowania stanowi inaczej.

Zmiany w planie monitorowania muszą być jasno sformułowane, uzasadnione i w pełni udokumentowane w wewnętrznej dokumentacji prowadzonej przez operatora instalacji.

Właściwe organy zobowiązują operatora instalacji do zmiany jego planu monitorowania, jeżeli plan ten przestał być zgodny z zasadami ustalonymi w niniejszych wytycznych.

W celu wymiany informacji między właściwymi organami a Komisją, dotyczących monitorowania, sprawozdawczości i weryfikacji według niniejszych wytycznych i ich spójnego stosowania, państwa członkowskie zobowiązane są ułatwić coroczny proces zapewnienia jakości oraz oceny monitorowania, sprawozdawczości i weryfikacji, zapoczątkowany przez Komisję na mocy art. 21 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE.

5. METODY OKREŚLANIA EMISJI CO₂ OPARTE NA OBLICZENIACH

5.1. WZORY OBLICZENIOWE

Obliczenia wielkości emisji CO₂ opierają się na następującym wzorze:

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

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

Wyrażenia zawarte we wzorze określone są dla emisji z procesów spalania i emisji z procesów technologicznych w następujący sposób:

Emisje z procesów spalania:

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia paliwa. Ilość zużytego paliwa wyraża się w jednostkach zawartości energii jako TJ, chyba że niniejsze wytyczne stanowią inaczej. Wskaźnik emisji wyrażony jest jako t CO₂/TJ, chyba że niniejsze wytyczne stanowią inaczej. Podczas zużycia paliwa nie cały węgiel zawarty w paliwie ulega utlenieniu do CO₂. Utlenianie niecałkowite zachodzi wskutek niepełnej efektywności procesu spalania, w którym pewna część węgla pozostaje niespalona lub ulega spalaniu częściowemu do postaci sadzy lub popiołu. Węgiel nieutleniony lub utleniony częściowo uwzględnia się we współczynniku utleniania, który wyraża się jako ułamek. Współczynnik utleniania wyraża się w ułamku liczby całkowitej. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{przepływ paliwa [t lub Nm}^3] \times \text{wartość opałowa [TJ/t lub TJ/Nm}^3] \times \text{wskaźnik emisji [t CO}_2\text{/TJ]} \times \text{współczynnik utleniania}$$

Obliczanie wielkości emisji ze spalania określono dokładniej w załączniku II.

Emisje z procesów technologicznych:

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia materiału, wydajności przetwórczej lub wielkości produkcji; wyraża się je w tonach [t] lub metrach sześciennych [Nm³]. Wskaźnik emisji wyraża się w [t CO₂/t lub t CO₂/Nm³]. Węgiel zawarty w materiałach początkowych, który w trakcie procesu nie ulega utlenieniu do postaci CO₂, uwzględnia się we współczynniku konwersji, który wyraża się jako ułamek. W przypadku gdy współczynnik

konwersji uwzględnia się we wskaźniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika konwersji. Ilość użytego materiału początkowego wyraża się parametrami masy lub objętości [t lub Nm³]. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

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

Obliczanie emisji z procesów technologicznych jest określone bardziej szczegółowo w wytycznych dotyczących poszczególnych kategorii działalności w załącznikach II–XI. Nie wszystkie metody obliczeń w załącznikach II–XI stosują współczynnik konwersji.

5.2. POZIOMY DOKŁADNOŚCI METOD

Wytyczne dotyczące poszczególnych kategorii działalności, przedstawione w załącznikach II–XI, zawierają szczególne metodyki ustalania następujących zmiennych: dane dotyczące działalności (składające się z dwu zmiennych – przepływu paliwa/materiału oraz wartości opałowej), wskaźniki emisji, dane o składzie, współczynniki utleniania i konwersji. Te różne metody obliczeniowe określa się mianem poziomów dokładności. Rosnąca numeracja poziomów dokładności od 1 w górę odzwierciedla coraz wyższy poziom dokładności, w związku z czym poziom dokładności oznaczony najwyższą liczbą jest poziomem preferowanym.

Operator instalacji może zastosować różne zatwierdzone poziomy dokładności do różnych zmiennych dotyczących przepływu paliwa/materiału, wartości opałowej, wskaźników emisji, danych o składzie, współczynników utleniania lub konwersji zastosowanych w jednym obliczeniu. Dobór poziomów dokładności podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy (patrz: pkt 4.3).

Równoważne poziomy dokładności określone są taką samą cyfrą oraz różnymi literami (np. poziom dokładności 2a i 2b). W odniesieniu do tych kategorii działalności, dla których niniejsze wytyczne przewidują alternatywne metody obliczeniowe (np. w załączniku VII: „Metoda A – Wsad do pieca” i „Metoda B – Ilość wyprodukowanego klinkieru”) operator instalacji może zmienić jedną metodę na drugą jedynie pod warunkiem, że jest w stanie wykazać właściwym organom w sposób przekonujący, iż zmiana taka doprowadzi do uzyskania większej dokładności w zakresie monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do emisji w ramach danej kategorii działalności.

Wszyscy operatorzy instalacji zobowiązani są stosować metodę najwyższego poziomu do ustalania wszystkich zmiennych dla wszystkich strumieni materiałów wsadowych w odniesieniu do wszystkich instalacji kategorii B lub C. Niższy poziom dokładności dla danej zmiennej, najbliższy w ramach metodyki monitorowania, można zastosować wyłącznie w przypadku, gdy w sposób przekonujący wykaże się właściwym organom, że zastosowanie najwyższego poziomu dokładności jest z przyczyn technicznych niewykonalne lub będzie skutkowało nieracjonalnie wysokimi kosztami. W odniesieniu do instalacji o rocznych emisjach przekraczających 500 kiloton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych (tj. „instalacji kategorii C”), na mocy przepisów art. 21 dyrektywy 2003/87/WE, państwa członkowskie zobowiązane są notyfikować Komisji przypadki, w których nie stosuje się połączenia metod najwyższego poziomu dokładności wobec wszystkich głównych strumieni materiałów wsadowych.

Z zastrzeżeniem przepisów sekcji 16, państwa członkowskie zobowiązane są zadbać o to, by operatorzy instalacji stosowali w stosunku do wszystkich głównych strumieni materiałów wsadowych co najmniej poziomy dokładności przedstawione w tabeli 1 poniżej, chyba że jest to technicznie niewykonalne.

Z zastrzeżeniem zatwierdzenia obu wskazanych niżej rozwiązań przez właściwe organy, operator instalacji może wybrać poziom dokładności 1 jako minimum dla zmiennych stosowanych w obliczeniach emisji z pomniejszych strumieni materiałów wsadowych oraz zastosować metody monitorowania i sprawozdawczości, korzystając z własnej oceny szacunkowej dla strumieni materiałów wsadowych *de minimis*, nie stosując podziału na poziomy dokładności.

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

- dostępne dane uległy zmianie, co umożliwia uzyskanie większej dokładności w ustalaniu wielkości emisji,
- nastąpiła nowa, nieistniejąca wcześniej emisja,
- zakres stosowanych paliw lub odnośnych materiałów uległ istotnej zmianie,
- w danych wykryto błędy powstałe wskutek zastosowanej metodyki monitorowania,
- właściwe organy zażądały wprowadzenia zmiany.

W odniesieniu do paliwa z biomasy i materiałów kwalifikujących się jako czyste można stosować metody niestosujące podziału na poziomy dokładności, w odniesieniu do instalacji lub technicznie możliwych do zidentyfikowania jej części, chyba że zastosuje się odpowiednią wartość do odjęcia CO₂ pochodzącego z biomasy od wartości emisji określonej z pomocą ciągłego pomiaru emisji. Takie metody niestosujące podziału na poziomy dokładności obejmują metodę bilansu energetycznego. Emisje CO₂ pochodzące z paliw zawierających odpady kopalne i materiałów kwalifikujących się jako czysta biomasa muszą być podawane w ramach strumienia

materiałów wsadowych z biomasy i mogą być szacowane za pomocą metod niestosujących podziału na poziomy dokładności. Paliwa mieszane i materiały zawierające biomasę charakteryzuje się z zastosowaniem przepisów sekcji 13.4 niniejszego załącznika, chyba że strumień materiałów wsadowych kwalifikuje się jako strumień materiałów wsadowych *de minimis*.

Jeżeli zastosowanie metodyki najwyższego poziomu dokładności lub zastosowanie poziomu dokładności zatwierzonego dla danych zmiennych są czasowo niewykonalne z powodów technicznych, operator instalacji może zastosować najwyższy z dostępnych poziomów dokładności, do czasu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie poprzedniego poziomu. Operator instalacji zobowiązany jest, bez zbędnej zwłoki, dostarczyć właściwym organom dowód konieczności dokonania zmiany poziomów dokładności oraz szczegółowe informacje na temat przejściowej metodyki monitorowania. Operator instalacji zobowiązany jest podjąć wszelkie działania niezbędne do jak najszybszego przywrócenia poziomu dokładności stosowanego pierwotnie do celów monitorowania i sprawozdawczości.

Zmiany poziomów dokładności muszą być w pełni udokumentowane. Mniejsze luki w danych, wynikające z okresów przerw w pracy systemów pomiarowych, należy traktować zgodnie z dobrą praktyką zawodową, zapewniającą zachowawcze oszacowanie emisji, z uwzględnieniem przepisów dokumentu referencyjnego w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC) „Dokument referencyjny w sprawie ogólnych zasad monitorowania” z lipca 2003 r. ⁽¹⁾. W przypadku zmiany poziomów dokładności w trakcie okresu sprawozdawczego wyniki na temat danej kategorii działalności oblicza się i zgłasza właściwym organom jako oddzielne części sprawozdania rocznego w odniesieniu do odpowiednich części okresu sprawozdawczego.

⁽¹⁾ Dostępny pod adresem internetowym: <http://eippcb.jrc.es/>.

Tabela 1

Wymagania minimalne

(„n/d” oznacza „nie dotyczy”)

Kolumna A dla „instalacji kategorii A” (oznaczających instalacje o średnich podawanych emisjach rocznych w poprzednim okresie rozliczeniowym (lub zachowawczy szacunek lub projekcję, jeżeli podawane wielkości nie są dostępne lub nie mają już zastosowania) równych lub mniejszych niż 50 kiloton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych przed odjęciem przenieszonego CO₂),

kolumna B dla „instalacji kategorii B” (oznaczających instalacje o średnich podawanych emisjach rocznych w poprzednim okresie rozliczeniowym (lub zachowawczy szacunek lub projekcję, jeżeli podawane wielkości nie są dostępne lub nie mają już zastosowania) większych niż 50 kiloton i równych lub mniejszych niż 500 kiloton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych przed odjęciem przenieszonego CO₂),

oraz kolumna C dla „instalacji kategorii C” (oznaczających instalacje o średnich podawanych emisjach rocznych w poprzednim okresie rozliczeniowym (lub zachowawczy szacunek lub projekcję, jeżeli podawane wielkości nie są dostępne lub nie mają już zastosowania) większych niż 500 kiloton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych przed odjęciem przenieszonego CO₂).

Załącznik/Kategoria działalności	Dane dotyczące działalności						Wskaźnik emisji			Dane dotyczące składu			Współczynnik utleniania			Współczynnik konwersji		
	Przepływ paliwa			Wartość opału			A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
II. Spalanie																		
Znormalizowane paliwa handlowe	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d
Inne rodzaje paliw gazowych i ciekłych	2	3	4	2a/2b	2a/2b	3	2a/2b	2a/2b	3	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d
Paliwa stałe	1	2	3	2a/2b	3	3	2a/2b	3	3	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d
Metoda bilansu masowego dla produkcji sadzy i zakładów przetwarzania gazu	1	2	3	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	1	2	2	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Spalanie gazów na wylotach kominów	1	2	3	n/d	n/d	n/d	1	2a/b	3	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	
Oczyszczanie																		
Węglany	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	
Gips	1	1	1	n/d	n/d	n/d	1	1	1	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	

	Dane dotyczące działalności						Wskaźnik emisji			Dane dotyczące składu			Współczynnik utleniania		
	Przepływ paliwa			Wartość opałowa											
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
III. 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
IV. Piece koksownicze															
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
V. 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
VI. 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
VII. 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
VIII. 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.
IX. 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
X. Instalacje do wytwarzania produktów ceramicznych															
Wsad węgla	1	1	2	n/d	n/d	n/d	1	2	3	n/d	n/d	n/d	1	1	2

	Dane dotyczące działalności						Wskaźnik emisji			Dane dotyczące składu			Współczynnik utleniania		
	Przepływ paliwa			Wartość opałow											
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
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
XI. Instalacje do produkcji celulozy i papieru															
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

5.3. METODY REZERWOWE

W przypadkach, w których zastosowanie co najmniej poziomu dokładności 1 dla wszystkich (z wyjątkiem *de minimis*) strumieni materiałów wsadowych jest technicznie niewykonalne lub skutkowałoby nieracjonalnymi kosztami, operator instalacji stosuje tzw. metodę rezerwową. Zwalnia to operatora instalacji z obowiązku zastosowania przepisu sekcji 5.2 niniejszego załącznika i pozwala na opracowanie w pełni zindywidualizowanej metodyki monitorowania. Operator instalacji musi w sposób przekonujący wykazać właściwym organom, że przez zastosowanie tej alternatywnej metodyki w odniesieniu do całej instalacji ogólne poziomy niepewności podane w tabeli 2 dla rocznej wielkości emisji gazów cieplarnianych zostają spełnione dla całej instalacji.

Analiza niepewności ocenia ilościowo niepewności wszystkich zmiennych i parametrów stosowanych do obliczenia rocznej wielkości emisji, uwzględniając publikację ISO – Wytyczna ISO dotycząca wyrażania niepewności pomiarowych (1995) ⁽¹⁾ oraz normę ISO 5168:2005. Analizę należy przeprowadzić przed zatwierdzeniem planu monitorowania przez właściwe organy, na podstawie danych z poprzedniego roku, oraz co roku należy ją aktualizować. Taką doroczną aktualizację przygotowuje się wraz z rocznym sprawozdaniem na temat wielkości emisji i podlega ona weryfikacji.

Zgodnie z art. 21 dyrektywy 2003/87/WE państwa członkowskie zobowiązane są notyfikować Komisji odnośne instalacje, w odniesieniu do których zastosowano metodę „rezerwową”. Operator instalacji określa i podaje w rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji dostępne dane lub najlepsze szacunki danych na temat działalności, wartości opałowe, wskaźniki emisji, współczynniki utleniania i inne parametry – w stosownych przypadkach stosując analizy laboratoryjne. Odpowiednie metody muszą być zamieszczone w planie monitorowania i podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy. Tabela 2 nie ma zastosowania do instalacji, w których emisje gazów cieplarnianych określa się za pomocą systemów ciągłego monitorowania emisji, stosując załącznik XII.

Tabela 2

Rezerwowe progi całkowitej niepewności

Kategoria Instalacji	Próg niepewności, jaki ma być osiągnięty w odniesieniu do całkowitej rocznej wartości emisji
A	± 7,5 %
B	± 5,0 %
C	± 2,5 %

5.4. DANE DOTYCZĄCE DZIAŁALNOŚCI

Dane dotyczące działalności 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 [t lub Nm³], patrz: sekcja 5.5) w przypadku paliwa oraz masy lub objętości – w przypadku surowców lub produktów [t lub Nm³].

Operator instalacji może określić dane dotyczące działalności na podstawie potwierdzonej rachunkiem zakupionej ilości paliwa lub materiału, określonych zgodnie z załącznikiem I oraz z zatwierdzonymi poziomami dokładności podanymi w załącznikach II–XI.

W przypadku gdy danych dotyczących działalności na potrzeby obliczenia wielkości emisji nie można określić bezpośrednio, dane te określa się poprzez ocenę zmian zapasów:

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

gdzie:

materiał C: materiał przetworzony w okresie sprawozdawczym,

materiał P: materiał zakupiony w okresie sprawozdawczym,

materiał S: zapas materiału na początku okresu sprawozdawczego,

materiał E: zapas materiału na końcu okresu sprawozdawczego,

materiał O: materiał zużyty do innych celów (transportu lub odsprzedaży).

⁽¹⁾ Wytyczna ISO dotycząca wyrażania niepewności pomiarowych ISO/TAG 4. Opublikowana przez ISO w 1993 r. (poprawiona i przedrukowana w 1995 r.), w imieniu BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP i OIML.

W przypadkach gdy określenie „materiału S” i „materiału E” przy pomocy bezpośredniego pomiaru jest technicznie niewykonalne lub mogłoby skutkować nieracjonalnie wysokimi kosztami, operator instalacji może oszacować te dwie ilości na podstawie:

- danych z poprzednich lat w korelacji z wielkością produkcji w okresie sprawozdawczym,

lub

- udokumentowanych metod i odnośnych danych w zweryfikowanych sprawozdaniach finansowych za dany okres sprawozdawczy.

W przypadkach gdy określenie danych dotyczących działalności dla dokładnie całego roku kalendarzowego jest technicznie niewykonalne lub mogłoby skutkować nieracjonalnie wysokimi kosztami, operator instalacji może wybrać następnym odpowiedni dzień roboczy, który oddzieli dany rok sprawozdawczy od następnego. Odchylenia, które mogą stosować się do jednego lub kilku strumieni materiałów wsadowych, muszą być wyraźnie odnotowane, dając podstawę wartości reprezentatywnej dla roku kalendarzowego, a następnie muszą być konsekwentnie uwzględnione w następnym roku.

5.5. WSKAŹNIKI EMISJI

Wskaźniki emisji opierają się na zawartości węgla w paliwach lub materiałach wsadowych i wyraża się je jako t CO₂/TJ (emisje z procesów spalania) lub t CO₂/t albo t CO₂/Nm³ (emisje z procesów technologicznych).

W celu osiągnięcia najwyższego stopnia przejrzystości i jak największej spójności z krajowymi wykazami gazów cieplarnianych stosowanie wskaźników emisji dla paliwa wyrażonych jako t CO₂/t, a nie jako t CO₂/TJ, w odniesieniu do emisji ze spalania ogranicza się do przypadków, które inaczej skutkowałyby dla operatora instalacji nieracjonalnymi kosztami.

Do przeliczania węgla na odpowiednią wartość dla CO₂ stosuje się współczynnik ⁽¹⁾ 3,664 [t CO₂/t C].

Wskaźniki emisji oraz przepisy dotyczące opracowywania wskaźników emisji dla konkretnych kategorii działalności podano w sekcjach 11 i 13 niniejszego załącznika.

Biomasę uważa się za neutralną pod względem emisji CO₂. W odniesieniu do biomasy stosuje się wskaźnik emisji wynoszący 0 [t CO₂/TJ lub t lub Nm³]. Przykładowy wykaz różnych rodzajów materiałów uznawanych za biomasę podano w sekcji 12 niniejszego załącznika.

W odniesieniu do paliw lub materiałów zawierających zarówno węgiel pochodzenia kopalnego, jak i węgiel w postaci biomasy stosuje się ważony wskaźnik emisji oparty na procentowej zawartości węgla kopalnego w łącznej zawartości węgla. Obliczenie musi być odpowiednio przejrzyste i udokumentowane zgodnie z zasadami i procedurami podanymi w sekcji 13 niniejszego załącznika.

CO₂ związany w paliwie, który jest przenoszony do instalacji w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU-ETS) jako część paliwa (np. gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy lub gaz ziemny), włącza się do wskaźnika emisji dla tego paliwa.

Z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwe organy, CO₂ związany w paliwie, pochodzący ze strumienia materiałów wsadowych, ale następnie przeniesiony z instalacji jako część paliwa, może zostać odjęty od emisji tej instalacji – niezależnie od tego, czy zostaje dostarczony do innej instalacji uczestniczącej w EU-ETS czy nie. W każdym przypadku musi on zostać uwzględniony w sprawozdaniu jako nota dodatkowa. Państwa członkowskie zobowiązane są notyfikować Komisji odnośne instalacje na mocy zobowiązań wynikających z art. 21 dyrektywy 2003/87/WE.

5.6. WSPÓŁCZYNNIKI UTLENIANIA I KONWERSJI

Współczynnik utleniania dla emisji z procesów spalania lub współczynnik konwersji dla emisji z procesów technologicznych stosuje się w celu odzwierciedlenia proporcji węgla, który nie został utleniony lub przetworzony w procesie. W odniesieniu do współczynników utleniania uchyla się wymóg stosowania najwyższego poziomu dokładności. W sytuacji gdy w danej instalacji stosowane są różne paliwa lub materiały i oblicza się współczynniki utleniania dla konkretnych kategorii działalności, operator instalacji może określić jeden zbiorczy współczynnik utleniania dla całej działalności i stosować go względem wszystkich paliw lub materiałów, albo przypisać niekompletne utlenianie do jednego głównego strumienia paliwa lub materiału, a wobec innych stosować wartość równą 1.

⁽¹⁾ Oparty na stosunku mas atomowych węgla (12,011) i tlenu (15,9994).

5.7. PRZENOSZONY CO₂

Z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwe organy, operator instalacji może odjąć od obliczonej wielkości emisji CO₂, który nie został wyemitowany z instalacji, ale został przeniesiony z tej instalacji jako czysta substancja, lub został bezpośrednio wykorzystany i związany w produkcji lub surowcu wsadowym, pod warunkiem że zmniejszenie to odzwierciedlone zostaje przez odpowiednią redukcję w zakresie działalności i instalacji, w zgłoszonym przez odpowiednie państwo członkowskie krajowym wykazie, przedkładanym Sekretariatowi Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu. Odnośną ilość CO₂ zgłasza się jako pozycję dodatkową. Państwa członkowskie zobowiązane są notyfikować Komisji odnośnie instalacje na mocy zobowiązań wynikających z art. 21 dyrektywy 2003/87/WE. Potencjalne przypadki „przenoszonego CO₂” z instalacji mogą obejmować m.in.:

- czysty CO₂ używany do nasycania napojów,
- czysty CO₂ używany jako suchy lód do celów chłodniczych,
- czysty CO₂ używany jako czynnik gaśniczy, czynnik chłodniczy lub jako gaz laboratoryjny,
- czysty CO₂ używany do dezynfekcji ziarna,
- czysty CO₂ używany jako rozpuszczalnik w przemyśle spożywczym lub chemicznym,
- CO₂ wykorzystywany i związany w produktach i surowcach w przemyśle chemicznym, celulozowym (np. jako moczniak lub wytrącone węglany),
- węglany związane w suszony rozpryskowy produkt z półsuchego oczyszczania gazów spalinowych (SDAP).

Masę CO₂ lub węglanu przenoszonego rocznie określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż 1,5 % albo bezpośrednio, stosując przepływomierze masy lub objętości, ważąc, albo pośrednio z masy odnośnego produktu (np. węglanów lub moczniaka), w stosownych przypadkach i w miarę potrzeb.

W przypadkach, w których część przenoszonego CO₂ została wygenerowana z biomasy, lub w przypadkach gdy instalacja tylko częściowo podlega przepisom dyrektywy 2003/87/WE, operator instalacji odejmuje tylko odpowiednią frakcję masy przenoszonego CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych i materiałów w kategoriach działalności objętych zakresem dyrektywy. Odpowiednie metody przypisywania tych frakcji muszą stosować oszacowanie zachowawcze i podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy.

6. METODY OPARTE NA POMIARACH

6.1. OGÓLNE

Jak przedstawiono w sekcji 4.2, wielkość emisji gazu cieplarnianego może być określona przy użyciu systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) ze wszystkich lub z wybranych źródeł, stosując do tego celu znormalizowane lub przyjęte metody, pod warunkiem uzyskania przez operatora instalacji zatwierdzenia ze strony właściwych organów, przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, stwierdzającego, że stosowanie metody CEMS umożliwi osiągnięcie większej dokładności niż obliczenie wielkości emisji przy użyciu najwyższych poziomów dokładności. Konkretnie rozwiązania w zakresie metod opartych na pomiarach przedstawiono w załączniku XII do niniejszych wytycznych. Państwa członkowskie zobowiązane są notyfikować Komisji instalacje stosujące CEMS jako część swojego systemu monitorowania, zgodnie z art. 21 dyrektywy 2003/87/WE.

Procedury stosowane do pomiaru stężeń, jak również przepływu mas i objętości muszą, jeśli są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza próbkowanie i błąd pomiaru i ma znany poziom niepewności pomiaru. Stosuje się normy CEN (tj. wydane przez Europejski Komitet Normalizacyjny), jeśli są dostępne. Jeżeli normy CEN nie są dostępne, stosuje się odpowiednie normy ISO (tj. wydane przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną) lub normy krajowe. W przypadku braku obowiązujących norm w miarę możliwości można stosować procedury zgodne z projektami norm lub wytycznymi określającymi najlepsze praktyki przemysłowe w danej branży.

Odpowiednie normy ISO obejmują m.in.:

- ISO 12039:2001 „Emisja ze źródeł stacjonarnych – Pomiar tlenu węgla, dwutlenku węgla i tlenu – Charakterystyka osiągnięć i kalibracja – Metoda automatyczna”,
- ISO 10396:2006 „Emisja ze źródeł stacjonarnych – Pobieranie próbek do automatycznego pomiaru stężenia składników gazowych”,

- ISO 14164:1999 „Emisja ze źródeł stacjonarnych – Pomiar strumienia objętości gazu w kanałach – Metoda automatyczna”.

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 (patrz: sekcja 14 niniejszego załącznika).

6.2. POZIOMY DOKŁADNOŚCI METOD OBLICZENIOWYCH

Dla każdego źródła wymienionego w zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych i dla którego odnośne emisje gazów cieplarnianych ustalane są z zastosowaniem CEMS operator instalacji stosuje najwyższy poziom dokładności zgodny z załącznikiem XII.

Niższy poziom dokładności wobec danej zmiennej, najbliższy w hierarchii metodyki monitorowania, można zastosować tylko w przypadku przedłożenia właściwym organom przekonywujących dowodów, że zastosowanie najwyższego poziomu dokładności jest z przyczyn technicznych niewykonalne lub doprowadzi do nieracjonalnie wysokich kosztów. Dlatego wybrany poziom dokładności metody powinien stale zapewniać najwyższy poziom dokładności, jaki jest technicznie wykonalny, i nie powinien prowadzić do ponoszenia nieracjonalnie wysokich kosztów. Dobór poziomów dokładności podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy (patrz: sekcja 4.3).

W odniesieniu do okresów sprawozdawczych 2008–2012 należy zastosować co najmniej poziom dokładności 2, wskazany w załączniku XII, chyba że nie jest to technicznie wykonalne.

6.3. DALSZE PROCEDURY I WYMAGANIA

a) *Tempo zbierania prób danych*

Średnie godzinowe („prawidłowy godzinowy zbiór danych”) oblicza się dla wszystkich elementów ustalania emisji (w stosownych przypadkach) – jak przedstawiono w załączniku XII – 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 danych ⁽¹⁾, godzina taka jest stracona. W każdym przypadku gdy obliczenie prawidłowego godzinowego zbioru danych jest niemożliwe, oblicza się wartości zastępcze zgodnie z postanowieniami niniejszej sekcji.

b) *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 kalibracji lub błędów wynikających z zakłóceń) lub jego niesprawności, operator instalacji określa wartości zastępcze dla każdej z brakujących godzin z prawidłowym zbiorem danych zgodnie z poniższym opisem.

(i) *Stężenia*

W przypadku gdy nie można uzyskać prawidłowego godzinowego zbioru danych dla parametru mierzonego bezpośrednio jako stężenie (np. GC, O₂), 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 okresu sprawozdawczego z całego zbioru danych dotyczących emisji odnotowanych w trakcie tego okresu sprawozdawczego. Jeśli taki okres nie ma zastosowania ze względu na znaczne zmiany technologiczne w instalacji, należy uzgodnić z właściwymi organami reprezentatywne ramy czasowe, w miarę możliwości trwające 1 rok.

Obliczenia średniej arytmetycznej i odchylenia standardowego przedstawia się weryfikatorowi.

⁽¹⁾ W stosunku do maksymalnej liczby punktów danych godzinowych, wynikających z częstotliwości pomiarów.

(ii) **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 muszą być jasno udokumentowane i przedstawione weryfikatorowi wraz z wynikami obliczeń.

c) **Potwierdzające obliczenia emisji**

Równoległe z ustalaniem emisji metodami opartymi na pomiarach roczne emisje każdego z GC określa się przez obliczenia oparte na jednym z poniższych rozwiązań:

- a) obliczenia emisji przedstawione w odnośnych załącznikach dla poszczególnych kategorii działalności. W celu obliczenia emisji można z zasady stosować niższe poziomy dokładności (np. poziom dokładności 1 jako minimum); lub
- b) obliczenia emisji przedstawione w Wytocznych IPCC z 2006 r., np. można zastosować metody poziomu dokładności 1.

Między wynikami pomiarów i metody obliczeniowej mogą wystąpić odchylenia. Operator instalacji bada korelację 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, operator instalacji wykorzystuje wyniki metody obliczeniowej do skrótnego sprawdzenia wyników uzyskanych metodą pomiarów.

Operator instalacji zobowiązany jest określić i umieścić w rocznym sprawozdaniu na temat emisji odnośne dane, jeżeli są dostępne, lub najlepsze możliwe szacunki danych dotyczących działalności, wartości opałowych, wskaźników emisji, współczynników utleniania i innych parametrów wykorzystanych do ustalania emisji zgodnie z załącznikami II–XI – wykorzystując w stosownych przypadkach analizy. W planie monitorowania należy ustanowić odnośne metody, jak również wybraną metodę potwierdzania obliczeń, które powinny zostać zatwierdzone przez właściwe organy.

W przypadku gdy porównanie z wynikami metody obliczeniowej wskazuje wyraźnie na nieprawidłowości w wynikach pomiarów, operator instalacji stosuje wartości zastępcze, jak opisano to w niniejszej sekcji.

7. OCENA NIEPEWNOŚCI

7.1. OBLICZENIE

Sekcja ta podlega przepisom sekcji 16 niniejszego załącznika. Prowadząc obliczenia wielkości emisji, operator instalacji musi wykazywać orientację, jakie są główne źródła niepewności.

W odniesieniu do metodyki opartej na obliczeniach, zgodnie z przepisami sekcji 5.2, właściwe organy dokonują zatwierdzenia kombinacji poziomów dokładności dla każdego strumienia materiałów wsadowych w ramach danej instalacji oraz zatwierdzenia wszystkich innych szczegółowych aspektów metodyki monitorowania wybranej dla danej instalacji i zawartej w zezwoleniu na emisje z tej instalacji. W ten sposób właściwe organy zatwierdzają zakres niepewności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania zatwierdzonej metodyki monitorowania, natomiast dowodem takiego zatwierdzenia jest treść zezwolenia. Przedstawienie kombinacji poziomów dokładności w sprawozdaniu na temat wielkości emisji uznawane jest za określenie niepewności w zakresie sprawozdawczości, w rozumieniu dyrektywy 2003/87/WE. W związku z tym, w przypadku stosowania metodyki opartej na obliczeniach, nie ma wymogu przedstawienia sprawozdania na temat niepewności.

Dopuszczalne niepewności pomiarowe systemu pomiarowego dla poszczególnych poziomów dokładności obejmują określone niepewności funkcjonowania zastosowanych urządzeń pomiarowych, niepewności związane z wzorcowaniem (kalibracją) urządzeń oraz wszelkie dodatkowe niepewności związane z wykorzystywaniem urządzeń w praktyce. Przedstawione wartości progowe w ramach systemu poziomów dokładności odnoszą się do niepewności związanych z wartością za jeden okres sprawozdawczy.

W zakresie dotyczącym paliw lub materiałów w obrocie handlowym właściwe organy mogą zezwolić operatorowi instalacji na określenie rocznego przepływu paliwa/materiału wyłącznie na podstawie fakturowanej ilości paliwa/materiału, bez dalszego udowadniania towarzyszących niepewności, pod warunkiem że krajowe ustawodawstwo lub wykazane zastosowanie odpowiednich norm krajowych lub międzynarodowych zapewnia spełnienie odpowiednich wymagań w odniesieniu do danych na temat działalności w zakresie transakcji handlowych.

We wszystkich pozostałych przypadkach operator instalacji przedstawia dowody na piśmie dotyczące poziomu niepewności związanego z określeniem danych w zakresie działalności dla każdego strumienia materiałów wsadowych, w celu wykazania zgodności z progami niepewności zdefiniowanymi w załącznikach II–XI do niniejszych wytycznych. Operator instalacji sporządza obliczenia na podstawie specyfikacji dostarczonych przez dostawcę instrumentów pomiarowych. Jeżeli specyfikacje takie nie są dostępne, operator instalacji musi zapewnić oszacowanie niepewności takiego instrumentu pomiarowego. W obu przypadkach uwzględnia konieczne korekty do tych specyfikacji wynikające z rzeczywistych warunków użytkowania, takich jak starzenie się urządzenia, warunki środowiska fizycznego, kalibracja i utrzymanie. Poprawki te mogą obejmować zachowawcze osądy dokonywane przez ekspertów.

W przypadku stosowania systemów pomiarowych operator instalacji bierze pod uwagę zbiorczy wpływ wszystkich składowych systemu na niepewność danych dotyczących działalności, stosując prawo propagacji błędów ⁽¹⁾, z którego wynikają dwie dogodne reguły uwzględniania nieskorelowanych niepewności przy ich dodawaniu i mnożeniu, lub stosuje 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 sumy wyrażona w procentach,

x_i i U_i – 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_i – procentowe niepewności związane z każdą wielkością.

Operator instalacji poprzez proces zapewniania jakości i kontroli jakości panuje nad zakresem i zmniejsza pozostające niepewności w danych dotyczących emisji przedstawianych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji. W trakcie procesu weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodyki monitorowania, ocenia sposób zarządzania niepewnościami i zmniejszanie pozostających niepewności za pomocą stosowanych przez operatora instalacji procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

⁽¹⁾ Załącznik I do Wytycznych dotyczących dobrych praktyk z 2000 r. oraz w załączniku I do Wytycznych IPPC (Instrukcje dotyczące sprawozdawczości): <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/public.htm>.
Wytyczna ISO dotycząca wyrażania niepewności pomiarowych ISO/TAG 4. Opublikowana przez ISO, 1993 (poprawiona i przedrukowana, 1995), w imieniu BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP i OIML.
ISO-5168:2005 Pomiary przepływu płynu – zasady obliczania niepewności.

7.2. POMIARY

Zgodnie z informacjami przedstawionymi w sekcji 4.2 operator instalacji może uzasadnić wykorzystanie metody pomiarowej, jeżeli prowadzi ona do wiarygodnych wyników o niższym poziomie niepewności niż odpowiednia metoda obliczeniowa (patrz: sekcja 4.2). W celu dostarczenia takiego uzasadnienia właściwym organom operator instalacji zgłasza ilościowe wyniki poszerzonej analizy niepewności, uwzględniającej następujące źródła niepewności, z uwzględnieniem EN 14181:

- określone niepewności urządzeń do prowadzenia ciągłego pomiaru,
- niepewności związane z kalibracją urządzeń,
- dodatkowe niepewności związane z praktycznym stosowaniem urządzeń monitorujących.

Na podstawie uzasadnienia przedstawionego przez operatora instalacji właściwe organy mogą zatwierdzić użycie przez niego systemu ciągłych pomiarów emisji dla wybranych lub wszystkich źródeł w ramach instalacji, jak również mogą zatwierdzić wszystkie inne szczegółowe aspekty metodyki monitorowania dla tych źródeł, jakie zawarte są w zezwoleniu na emisję z danej instalacji. W ten sposób właściwe organy zatwierdzają zakres niepewności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania zatwierdzonej metodyki monitorowania, natomiast dowodem takiego zatwierdzenia jest treść zezwolenia.

Operator instalacji przedstawia właściwym organom wielkość niepewności, wynikającą z tej wstępnej, poszerzonej analizy niepewności, w swoim rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji w odniesieniu do odpowiednich źródeł i strumieni materiałów wsadowych, do momentu rozpatrzenia przez właściwe organy wyboru metodyki opartej na pomiarach, a nie na obliczeniach, i zażądania przez nie ponownego przeliczenia wielkości niepewności. Przedstawienie tej wielkości niepewności w sprawozdaniu na temat wielkości emisji uznawane jest za określenie niepewności w rozumieniu dyrektywy 2003/87/WE.

Operator instalacji poprzez proces zapewnienia i kontroli jakości panuje nad zakresem i zmniejsza pozostające niepewności w danych dotyczących emisji przedstawianych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji. W trakcie procesu weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodyki monitorowania, ocenia sposób zarządzania niepewnościami i zmniejszanie pozostających niepewności za pomocą stosowanych przez operatora instalacji procedur zapewnienia i kontroli jakości.

8. SPRAWOZDAWCZOŚĆ

Załącznik IV do dyrektywy 2003/87/WE ustanawia wymogi dotyczące sprawozdawczości w odniesieniu do instalacji. Format sprawozdawczy przedstawiony w sekcji 14 tego załącznika i informacje w nim wymagane należy wykorzystać jako podstawę w celu zgłaszania danych ilościowych, chyba że Komisja UE opublikowała równoważny elektroniczny protokół dla rocznych sprawozdań.

Sprawozdanie na temat wielkości emisji obejmuje roczne wielkości emisji w roku kalendarzowym w okresie sprawozdawczym.

Sprawozdania podlegają weryfikacji zgodnie ze szczegółowymi wymogami ustalonymi przez państwo członkowskie stosownie do przepisów załącznika V do dyrektywy 2003/87/WE. Do dnia 31 marca każdego roku operator instalacji zobowiązany jest przedstawić właściwym organom zweryfikowane sprawozdanie dotyczące wielkości emisji w poprzednim roku.

Sprawozdania na temat wielkości emisji są przechowywane przez właściwe organy i udostępniane przez te organy opinii publicznej zgodnie z zasadami ustanowionymi w dyrektywie 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 stycznia 2003 r. w sprawie publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska i uchylającej dyrektywę Rady 90/313/EWG⁽¹⁾. W odniesieniu do stosowania wyjątku ustanowionego w art. 4 ust. 2 lit. d) tej dyrektywy operatorzy instalacji mogą wskazywać w przedstawianych przez siebie sprawozdaniach, które informacje winny ich zdaniem zostać objęte klauzulą poufności z uwagi na ich znaczenie z handlowego punktu widzenia.

Każdy operator instalacji zobowiązany jest przedstawić w sprawozdaniu dotyczącym danej instalacji następujące informacje:

- 1) dane identyfikujące instalację, określone w załączniku IV do dyrektywy 2003/87/WE, oraz indywidualny numer zezwolenia dla danej instalacji;
- 2) w odniesieniu do wszystkich źródeł emisji i/lub strumieni materiałów wsadowych – łączne wielkości emisji, wybraną metodę (pomiar czy obliczenia), wybrane poziomy dokładności i (jeśli ma zastosowanie) metodę, dane dotyczące działalności⁽²⁾, wskaźniki emisji⁽³⁾ oraz współczynniki utleniania/współczynniki konwersji⁽⁴⁾. Następujące pozycje, których nie uwzględnia się w kategoriach emisji, zgłasza się informacyjnie jako pozycje dodatkowe: ilości biomasy w postaci zawartości energii [TJ] spalanej lub zastosowanej w procesach [t lub Nm³], wielkość emisji CO₂, [t CO₂] z biomasy, jeżeli do ustalania wielkości

⁽¹⁾ Dz.U. L 41 z 14.2.2003, str. 26.

⁽²⁾ Dane dotyczące działalności polegającej na spalaniu paliw podaje się w sprawozdaniach jako energię (wartość opałowa) i masę. W ramach danych dotyczących działalności w sprawozdaniu należy również podać wsad paliw i materiałów z biomasy.

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

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

emisji stosuje się metodę pomiarów, ilość CO₂ przeniesionego z instalacji [t CO₂], CO₂ związany w paliwie, przeniesiony z instalacji jako jego część składowa paliwa;

- 3) jeżeli wskaźniki emisji i dane dotyczące działalności dotyczące paliwa odnoszone są do masy zamiast do energii, operator instalacji podaje w sprawozdaniu dodatkowe dane przybliżone dla średniorocznej wartości opałowej i wskaźnika emisji dla każdego paliwa. „Dane przybliżone” oznaczają wartości roczne – potwierdzone empirycznie lub przez przyjęte źródła – wykorzystane do zastąpienia danych odnoszących się do zmiennych (np. przepływ paliw/materiałów, wartość opałowa, wskaźnik emisji lub współczynniki utleniania lub konwersji), wymaganych w standardowych metodach obliczeniowych zgodnie z załącznikami I–XI, w celu zapewnienia kompletnej sprawozdawczości w sytuacji, kiedy metoda monitorowania nie generuje wszystkich potrzebnych zmiennych;
- 4) w przypadku zastosowania bilansu masowego, operatorzy instalacji podają w sprawozdaniach przepływ masy, zawartość węgla i energii dla każdego rodzaju paliwa oraz strumień materiałów wchodzących do danej instalacji i z niej wychodzących, jak również ich zapasy;
- 5) w przypadku stosowania ciągłego monitorowania emisji (załącznik XII) operator instalacji podaje w sprawozdaniu roczne emisje CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych, jak również emisje CO₂ pochodzącego z biomasy. Ponadto operator instalacji podaje dodatkowe dane przybliżone dla średniorocznej wartości opałowej i wskaźnika emisji dla każdego paliwa oraz dla innych istotnych parametrów, uzyskane z potwierdzającego obliczenia;
- 6) w przypadku zastosowania metody „rezerwowej”, zgodnie z postanowieniami sekcji 5.3, operator instalacji podaje dodatkowe dane przybliżone dla każdego parametru, dla którego ta metoda nie generuje danych wymaganych zgodnie z załącznikami I do XI;
- 7) w przypadku gdy następuje zużycie paliwa, ale emisje obliczane są jako emisje z procesów technologicznych, operator instalacji podaje w sprawozdaniu uzupełniające dane przybliżone dla odnośnych zmiennych standardowego wyliczenia wielkości emisji dla emisji ze spalania tych paliw;
- 8) czasowe lub stałe zmiany poziomów dokładności, przyczyny wprowadzenia tych zmian, początkowe daty, od których następują zmiany, oraz początkowe i końcowe daty zmian czasowych;
- 9) wszelkie inne zmiany w instalacji w okresie sprawozdawczym, które mogą być istotne dla sprawozdania na temat wielkości emisji.

Informacje, które należy dostarczać w ramach pkt 8 i 9, oraz informacje uzupełniające odnoszące się do pkt 2 nie nadają się do prezentacji w postaci tabelarycznej formatu sprawozdawczego, w związku z czym należy je włączać do rocznych sprawozdań na temat wielkości emisji w formie zwykłego tekstu.

Informacje na temat paliw i emisji będących efektem ich zastosowania przedstawia się przy użyciu standardowych kategorii paliw IPCC (patrz: sekcja 11 niniejszego załącznika), opartych na definicjach Międzynarodowej Agencji Energii (<http://www.iea.org/stat/defs/defs.htm>). W sytuacji gdy państwo członkowskie właściwe dla operatora instalacji opublikowało wykaz kategorii paliw zawierający definicje i wskaźniki emisji zgodne ze swoim najnowszym spisem krajowym, przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, takie kategorie i wskaźniki emisji mają być stosowane, pod warunkiem uzyskania ich zatwierdzenia w ramach odpowiedniej metodyki monitorowania.

Ponadto w sprawozdaniach podaje się także informacje na temat rodzajów odpadów i emisji wynikających z ich wykorzystania w charakterze paliw lub materiałów wsadowych. Rodzaje odpadów zgłasza się z zastosowaniem klasyfikacji „Europejskiego wykazu odpadów”, przedstawionego w decyzji Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 r. zastępującej decyzję 94/3/WE ustanawiającą wykaz odpadów zgodnie z art. 1 lit. a) dyrektywy Rady 75/442/EWG w sprawie odpadów oraz decyzję Rady 94/904/WE ustanawiającą wykaz odpadów niebezpiecznych zgodnie z art. 1 ust. 4 dyrektywy Rady 91/689/EWG w sprawie odpadów niebezpiecznych⁽¹⁾. Do nazw odpowiednich rodzajów odpadów wykorzystywanych w instalacji dodaje się właściwe sześciocyfrowe kody.

Dane dotyczące wielkości emisji pochodzących z różnych źródeł lub strumieni materiałów wsadowych w ramach jednej instalacji, należącej do tej samej kategorii działalności, można przedstawiać w sposób zbiorczy dla całej tej działalności.

Dane dotyczące wielkości emisji przedstawia się w tonach CO₂ po zaokrągleniu do pełnej tony (na przykład 1 245 978 ton). Zarówno dla potrzeb obliczeń emisji, jak i sprawozdawczości dane dotyczące działalności, wskaźniki emisji oraz współczynniki utleniania lub konwersji zaokrągla się do cyfr znaczących.

⁽¹⁾ Dz.U. L 226 z 6.9.2000, str. 3. Dyrektywa ostatnio zmieniona decyzją Rady 2001/573/WE (Dz.U. L 203 z 28.7.2001, str. 18).

W celu osiągnięcia spójności między danymi przedstawianymi na mocy dyrektywy 2003/87/WE a danymi przedstawianymi przez państwa członkowskie w ramach Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) oraz z innymi danymi zgłaszanymi do Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (European PRTR), każda kategoria działalności przeprowadzana w danej instalacji ma być oznakowana przy zastosowaniu kodów pochodzących z dwóch następujących systemów sprawozdawczych:

- a) wspólnego formatu sprawozdawczego dla krajowych systemów wykazów gazów cieplarnianych, zatwierdzonego przez odpowiednie organy Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (patrz: sekcja 15.1 niniejszego załącznika);
- b) kodem IPPC z załącznika I do rozporządzenia 166/2006 w sprawie Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (patrz: sekcja 15.2 poniżej).

9. ZACHOWYWANIE INFORMACJI

Operator danej instalacji dokumentuje i archiwizuje dane z monitorowania emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich źródeł i/lub strumieni materiałów wsadowych, powstałych w wyniku prowadzenia kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE.

Udokumentowane i zarchiwizowane dane z monitorowania są wystarczające dla dokonywania weryfikacji rocznych sprawozdań na temat wielkości emisji z danej instalacji, przedstawianych przez operatora instalacji na mocy art. 14 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE, zgodnie z kryteriami ustanowionymi w załączniku V do tej dyrektywy.

Dane, które nie stanowią części rocznych sprawozdań na temat wielkości emisji, nie podlegają wymogowi w zakresie sprawozdawczości ani publicznego udostępniania w żaden inny sposób.

Aby móc odtworzyć ustalenia na temat wielkości emisji dla weryfikatora lub innej strony trzeciej, operator danej instalacji przechowuje następujące informacje przez okres co najmniej dziesięciu lat od daty przekazania sprawozdania z każdego okresu sprawozdawczego, zgodnie z art. 14 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE.

W odniesieniu do metod obliczeniowych:

- wykaz wszystkich strumieni materiałów wsadowych objętych monitorowaniem,
- dane dotyczące działalności, użyte w jakichkolwiek obliczeniach wielkości emisji gazu cieplarnianego z różnych strumieni materiałów wsadowych, sklasyfikowane według rodzaju procesu oraz paliwa i materiału,
- dokumenty uzasadniające wybór metod monitorowania oraz dokumenty uzasadniające wprowadzenie okresowych lub stałych zmian w metodach monitorowania i poziomach dokładności, zatwierdzonych przez właściwe organy,
- dokumentacja dotycząca metod monitorowania i wyników z opracowania wskaźników emisji dla konkretnej kategorii działalności, frakcji biomasy dla określonych paliw oraz współczynników utleniania lub konwersji oraz odpowiednie dowody zatwierdzenia przez właściwe organy,
- dokumentacja procesu gromadzenia danych dotyczących działalności dla danej instalacji i jej strumieni materiałów wsadowych,
- dane dotyczące działalności, wskaźniki emisji, współczynniki utleniania lub konwersji przekazane właściwym organom dla celów krajowego planu rozdziału uprawnień za lata poprzedzające okres objęty systemem handlu,
- dokumentacja dotycząca zakresu obowiązków w związku z monitorowaniem emisji,
- roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji, oraz
- wszelkie pozostałe informacje, które uznaje się za wymagane dla celów weryfikacji rocznych sprawozdań na temat wielkości emisji.

W odniesieniu do metod obliczeniowych zachowuje się następujące informacje dodatkowe:

- wykaz wszystkich źródeł emisji objętych monitorowaniem,
- dokumentacja uzasadniająca wybór pomiarów jako metody monitorowania,
- dane wykorzystywane do analizy niepewności emisji z każdego źródła, w podziale na procesy,

- dane wykorzystane do obliczeń potwierdzających,
- dokładny opis techniczny systemu ciągłych pomiarów, włącznie z dokumentacją zatwierdzenia przez właściwe organy,
- pierwotne i zbiorcze dane z systemu ciągłych pomiarów, włącznie z dokumentacją zmian wprowadzanych z biegiem czasu, dziennik przeprowadzonych testów, awarii, kalibracji, serwisowania i konserwacji,
- dokumentacja wszelkich zmian dokonywanych w systemie ciągłych pomiarów.

10. KONTROLA I WERYFIKACJA

Kontrola i weryfikacja wielkości emisji podlega przepisom sekcji 16 niniejszego załącznika.

10.1. GROMADZENIE I OBRÓBKA DANYCH

Operator instalacji ustala, dokumentuje, wdraża i utrzymuje skuteczne działania w zakresie gromadzenia i obróbki danych (zwane dalej działaniami w zakresie przepływu danych) do celów monitorowania i sprawozdawczości wielkości emisji gazów cieplarnianych, zgodnie z zatwierdzonym planem monitorowania, zezwoleniem i niniejszymi wytycznymi. Wspomniane działania w zakresie przepływu danych obejmują pomiary, monitorowanie, przetwarzanie i obliczanie parametrów, umożliwiające sporządzanie sprawozdań na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych.

10.2. SYSTEM KONTROLI

Operator instalacji ustala, dokumentuje, wdraża i utrzymuje skuteczny system kontroli w celu zagwarantowania, by roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji, wynikające z działań w zakresie przepływu danych, nie zawierało zafałszowań oraz by było zgodne z zatwierdzonym planem monitorowania, zezwoleniem i niniejszymi wytycznymi.

System kontroli operatora instalacji składa się z procesów mających na celu skuteczne monitorowanie i sprawozdawczość, zgodnie z założeniami projektu i procesu wdrożenia go przez osoby odpowiedzialne za roczne sprawozdania na temat wielkości emisji. System kontroli składa się z następujących części:

- a) własny system operatora instalacji, stosowany do oceny ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej, przeinaczeń lub opuszczeń (zafałszowań) w rocznych sprawozdaniach na temat wielkości emisji oraz do oceny niezgodności z zatwierdzonym planem monitorowania, zezwoleniem i niniejszymi wytycznymi;
- b) działania kontrolne, pomagające ograniczyć stwierdzone czynniki ryzyka.

Operator instalacji ocenia i ulepsza swój system kontroli w celu uniknięcia zafałszowań i istotnych niezgodności z wymaganiami w rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji. Oceny obejmują wewnętrzne audyty systemu kontrolnego i danych sprawozdawczych. System kontroli może zawierać odniesienia do innych procedur i dokumentów, w tym do tych zawartych we Wspólnym Systemie Ekorządzania i Audytu (EMAS), ISO 14001:2004 („Systemy zarządzania środowiskowego – Wymagania i wytyczne stosowania”), ISO 9001:2000, a także systemy kontroli finansowej. W przypadku takiego odniesienia operator instalacji zobowiązany jest zadbać o to, by odpowiedni i możliwy do zastosowania system uwzględnił wymagania zawarte w planie monitorowania, zezwoleniu i niniejszych wytycznych.

10.3. DZIAŁANIA KONTROLNE

Dla potrzeb kontroli i ograniczenia ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej, zgodnie z przepisami sekcji 10.2, operator instalacji wskazuje i wdraża działania kontrolne zgodnie z przepisami sekcji 10.3.1–10.3.6 poniżej.

10.3.1. PROCEDURY I ZAKRES OBOWIĄZKÓW

Operator instalacji przypisuje obowiązki w zakresie wszystkich działań związanych z przepływem danych, jak również wszystkich działań kontrolnych. W miarę możliwości należy oddzielić obowiązki kolidujące ze sobą, w tym obowiązki dotyczące działań w zakresie obróbki i kontroli, wprowadzając w zamian alternatywne środki kontroli.

Operator instalacji dokumentuje działania w zakresie przepływu danych zgodnie z przepisami sekcji 10.1 oraz w zakresie działań kontrolnych zgodnie z przepisami sekcji 10.3.2–10.3.6 w postaci procedur pisemnych, w tym:

- sekwencję i interakcję działań gromadzenia i obróbki danych zgodnie z przepisami sekcji 10.1, w tym stosowanych metod obliczeniowych i pomiarowych,
- dokonywanie oceny ryzyka definicji systemu kontroli oraz ocen systemu kontroli zgodnie z przepisami sekcji 10.2,
- zarządzanie niezbędnymi kompetencjami dla obowiązków przypisanych zgodnie z przepisami sekcji 10.3.1,
- zapewnianie jakości w odniesieniu do stosowanego sprzętu pomiarowego i technologii informatycznej, zgodnie z przepisami sekcji 10.3.2,
- wewnętrzne przeglądy danych podlegających sprawozdawczości, zgodnie z przepisami sekcji 10.3.3,
- procesy zlecone na zewnątrz, zgodnie z przepisami sekcji 10.3.4,
- korekty i działania naprawcze, zgodnie z przepisami sekcji 10.3.5,
- zapisy i dokumentację, zgodnie z przepisami sekcji 10.3.6.

Każda z tych procedur dotyczy (w stosownych przypadkach) następujących elementów:

- obowiązki,
- zapisy (elektronicznych lub fizycznych, w zależności, które z nich są stosowane i odpowiednie),
- stosowane systemy informatyczne (o ile dotyczy),
- wejście i wyjście, a także jasne powiązania z poprzednim i następnym działaniem,
- częstotliwość (w stosownych przypadkach).

Procedury te muszą się nadawać do ograniczania wskazanych elementów ryzyka.

10.3.2. ZAPEWNIANIE JAKOŚCI

Operator instalacji zobowiązany jest zapewnić regularną kalibrację, regulację i kontrolę stosownych urządzeń pomiarowych przed ich użyciem oraz ich sprawdzenie pod kątem zgodności z normami pomiarowymi odpowiadającymi międzynarodowym normom pomiarowym, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka wskazanymi w przepisach sekcji 10.2. Jeżeli części składowe instrumentu pomiarowego nie mogą być skalibrowane, operator instalacji wskazuje je w planie monitorowania i proponuje alternatywne metody kontroli, które wymagają zatwierdzenia przez właściwe organy. W przypadku uznania danego urządzenia za niezgodne z wymogami operator instalacji podejmuje natychmiast niezbędne działania naprawcze. Wyniki kalibracji i uwierzytelniania przechowuje się przez okres 10 lat.

Jeżeli operator instalacji wykorzystuje technologie informacyjno-komunikacyjne, w tym systemy informatyczne służące kontroli procesu, musi ona zostać zaprojektowana, udokumentowana, wdrożona, kontrolowana i utrzymywana w taki sposób, by zapewnić rzetelne, dokładne i prowadzone w odpowiednim czasie przetwarzanie danych, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka wskazanymi w przepisach sekcji 10.2. Obejmuje to poprawne wykorzystanie wzorów zawartych w planie monitorowania. Kontrola systemów informatycznych obejmuje kontrole dostępu, sporządzanie kopii zapasowych, odzyskiwanie danych, planowanie ciągłości oraz zabezpieczenia.

10.3.3. PRZEGLĄDY I WALIDACJA DANYCH

W celu zarządzania przepływem danych operator instalacji zobowiązany jest zaprojektować i wdrożyć przeglądy i walidację danych, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka wskazanymi w przepisach sekcji 10.2. Walidacje można przeprowadzać ręcznie lub elektronicznie. Układ ich powinien być tak rozplanowany, aby granice kwalifikujące dane do odrzucenia były w miarę możliwości jasne od początku.

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.

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:

- zmianami w poziomie działalności,
- zmianami dotyczącymi paliw lub materiałów wsadowych,
- zmianami dotyczącymi procesów emisji (np. poprawa efektywności energetycznej).

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

- 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,
- porównaniem wskaźników emisji obliczonych lub otrzymanych od dostawcy paliwa z referencyjnymi – krajowymi lub międzynarodowymi – wskaźnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw,
- porównaniem wskaźników emisji opartych na analizie paliwa z referencyjnymi – krajowymi lub międzynarodowymi – wskaźnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw,
- porównaniem wielkości emisji mierzonych i obliczanych.

10.3.4. PROCESY ZLECANE NA ZEWNĄTRZ

Jeżeli operator instalacji postanowi zlecić na zewnątrz jakikolwiek proces w zakresie przepływu danych, zobowiązany jest on kontrolować jakość takich procesów zgodnie z wymaganiami dotyczącymi elementów ryzyka określonymi w przepisach sekcji 10.2. Operator instalacji określa właściwe wymagania dotyczące dostarczonych wyników i metod oraz dokonuje przeglądu ich jakości.

10.3.5. 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, operator instalacji podejmuje niezwłocznie właściwe działania naprawcze w celu poprawy błędnych danych. Operator instalacji ocenia prawidłowość wyników podjęcia stosownych kroków, określa przyczynę źródłową nieprawidłowego funkcjonowania lub błędu i podejmuje właściwe działanie naprawcze.

Działania określone w tej sekcji wykonuje się zgodnie z sekcją 10.2 (metody oparte na analizie ryzyka).

10.3.6. ZAPISY I DOKUMENTACJA

W celu zagwarantowania możliwości wykazania i zapewnienia zgodności, a także zapewnienia możliwości odtworzenia podanych w sprawozdaniach danych dotyczących wielkości emisji, operator instalacji przechowuje 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 wymienionych w sekcji 9 niniejszego załącznika, przez okres co najmniej 10 lat.

Operator instalacji dba o to, by odpowiednie dokumenty były dostępne w przypadku, gdy są one potrzebne do wykonania działań w zakresie przepływu danych oraz działań kontrolnych. Operator instalacji zobowiązany jest opracować procedurę na potrzeby identyfikowania, tworzenia, rozprowadzania i kontrolowania wersji tych dokumentów.

Działania określone w tej sekcji wykonuje się zgodnie z sekcją 10.2 (metody oparte na analizie ryzyka).

10.4. WERYFIKACJA

10.4.1. ZASADY OGÓLNE

Celem weryfikacji jest zagwarantowanie, by wielkość emisji była monitorowana zgodnie z wytycznymi oraz by sprawozdania zawierały rzetelne i prawidłowe dane, zgodnie z art. 14 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE. Państwa członkowskie uwzględnią odpowiednie wytyczne wydane przez organizację European Cooperation for Accreditation (EA, Europejska Współpraca w zakresie Akredytacji).

Z zastrzeżeniem przepisów sekcji 10.4.2 lit. e), weryfikacja prowadzi do wydania wniosków z weryfikacji, w których stwierdza się z racjonalnym poziomem pewności, czy dane zawarte w sprawozdaniu na temat wielkości emisji są wolne od istotnych zafałszowań i czy nie występują tam istotne niezgodności z wymaganiami.

Operator instalacji przedstawia weryfikatorowi sprawozdanie na temat wielkości emisji, kopię posiadanego zezwolenia dla każdej instalacji oraz wszelkie inne właściwe informacje.

Zakres weryfikacji zdefiniowany jest zadaniami, jakie musi wykonać weryfikator w celu osiągnięcia powyższego celu. Jako minimalny zakres, weryfikator powinien przeprowadzić działania zgodnie z postanowieniami sekcji 10.4.2 poniżej.

10.4.2. METODYKA WERYFIKACJI

Weryfikator planuje i przeprowadza weryfikację z zachowaniem profesjonalnego sceptycyzmu, uznając, że mogą zaistnieć warunki powodujące istotne zafałszowanie informacji zawartych w rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji.

W ramach procesu weryfikacji weryfikator wykonuje następujące działania:

a) *Analiza strategiczna*

Weryfikator:

- sprawdza, czy plan monitorowania został zatwierdzony przez właściwe organy i czy jest to właściwa wersja. Jeżeli tak nie jest, weryfikator odstępuje od weryfikacji, z wyjątkiem elementów, które w sposób oczywisty nie są dotknięte brakiem zatwierdzenia,
- ma obowiązek poznać i rozumieć każdą kategorię działalności przeprowadzanej w instalacji, źródła emisji i strumienie materiałów wsadowych w ramach tej instalacji, urządzenia pomiarowe stosowane do celów monitorowania lub pomiarów danych dotyczących działalności, pochodzenie i stosowanie wskaźników emisji oraz współczynników utleniania i konwersji, wszelkie inne dane wykorzystywane w celu obliczenia lub zmierzenia wielkości emisji oraz środowisko, w jakim funkcjonuje dana instalacja,
- ma obowiązek poznać i zrozumieć plan monitorowania stosowany przez operatora instalacji, przepływ danych, jak również jego system kontroli, w tym ogólną organizację w odniesieniu do monitorowania i sprawozdawczości,
- ma obowiązek zastosować poziom istotności zdefiniowany w tabeli 3 poniżej.

Tabela 3

Poziomy istotności

	Poziom istotności
Instalacje kategorii A i B	5 %
Instalacje kategorii C	2 %

Weryfikator przeprowadza analizę strategiczną w taki sposób, by był w stanie dokonać analizy ryzyka, jak przedstawiono to poniżej. W razie konieczności obejmuje ona inspekcję na miejscu.

b) *Analiza ryzyka*

Weryfikator:

- analizuje elementy ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej, odnoszące się do zakresu i stopnia skomplikowania działalności operatora oraz źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, które mogły prowadzić do istotnych zafałszowań i niezgodności z wymaganiami,
- sporządza plan weryfikacji współmierny z tą analizą ryzyka. Plan weryfikacji zawiera opis sposobu, w jaki należy przeprowadzać działania weryfikacyjne. Plan ten zawiera również program weryfikacji oraz plan pobierania prób danych. Program weryfikacji zawiera charakterystykę działań do przeprowadzenia, wskazuje termin ich przeprowadzenia oraz ich zakres konieczny do realizacji planu weryfikacji. Plan pobierania prób danych wskazuje, które dane będą testowane w celu sporządzenia wniosków z weryfikacji.

c) **Weryfikacja**

W trakcie przeprowadzania weryfikacji weryfikator dokonuje, w stosownych przypadkach, inspekcji na miejscu w celu sprawdzenia działania mierników i systemów monitorowania, przeprowadzenia rozmów i zebrania wystarczających informacji i dowodów.

Ponadto weryfikator:

- realizuje plan weryfikacji przez gromadzenie danych zgodnie ze zdefiniowanymi metodami pobierania prób, testów przeglądowych, przeglądów dokumentów, procedur analitycznych i procedur przeglądu danych, wliczając w to wszelkie odpowiednie dodatkowe dowody, na których opierać się będą sporządzone przezeń wnioski z weryfikacji,
- potwierdza prawidłowość informacji wykorzystanych do obliczenia poziomów niepewności zgodnie z ustaleniami w zatwierdzonym planie monitorowania,
- sprawdza, czy zatwierdzony plan monitorowania jest realizowany, stara się ustalić, czy jest on aktualny,
- zwraca się do operatora instalacji o dostarczenie wszelkich brakujących danych lub o uzupełnienie brakujących sekcji w ramach ścieżek audytu, wyjaśnia różnice w danych dotyczących emisji, weryfikuje obliczenia lub dostosowuje zgłoszone dane przed sporządzeniem ostatecznych wniosków z weryfikacji. Weryfikator powinien, w dowolnej formie, przekazać operatorowi instalacji informacje na temat wszelkich stwierdzonych niezgodności i zafałszowań.

Operator instalacji koryguje wszelkie wskazane zafałszowania. Korekcie podlega cała populacja, z której pobrano próbę.

Przez cały czas trwania procesu weryfikacji weryfikator określa zafałszowania i niezgodności z wymaganiami, oceniając, czy:

- wdrożono plan monitorowania na potrzeby określenia niezgodności z wymaganiami,
- istnieją jasne i obiektywne dowody, uzyskane za pomocą metody gromadzenia danych, na poparcie ustaleń na temat nieprawidłowości.

d) **Wewnętrzny protokół z weryfikacji**

Na koniec procesu weryfikacji weryfikator przygotowuje wewnętrzny protokół z weryfikacji. Protokół z weryfikacji odnotowuje dowody pełnego wykonania analizy strategicznej, analizy ryzyka oraz wypełnienia planu weryfikacji, jak również podaje informacje wystarczające do uzasadnienia wniosków z weryfikacji. Wewnętrzny protokół z weryfikacji powinien także ułatwiać ocenę ewentualnego audytu przez właściwe organy i organ akredytacyjny.

Opierając się na stwierdzeniach zamieszczonych w wewnętrznym protokole z weryfikacji, weryfikator formułuje pogląd na to, czy roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji zawiera jakiegokolwiek istotne zafałszowania w porównaniu z poziomem istotności, a także czy występują istotne niezgodności z wymaganiami lub inne kwestie istotne w odniesieniu do wniosków z weryfikacji.

e) **Protokół z weryfikacji**

Weryfikator przedstawia metodykę weryfikacji, spostrzeżenia i wnioski z weryfikacji w protokole z weryfikacji adresowanym do operatora instalacji, który to protokół ma zostać przedstawiony przez operatora instalacji właściwym organom wraz z rocznym sprawozdaniem na temat wielkości emisji. Roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji zostaje zweryfikowane jako zadowolające, jeżeli ogólne wielkości emisji nie zostały istotnie zafałszowane i jeżeli, w opinii weryfikatora, nie występują istotne niezgodności z wymaganiami. W przypadku nieistotnych niezgodności lub nieistotnych zafałszowań weryfikator może je umieścić w protokole („zweryfikowane jako zadowolające, z nieistotnymi niezgodnościami i zafałszowaniami”). Weryfikator może również umieścić je w oddzielnym piśmie do zarządu.

Weryfikator może uznać, że roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji nie zostało zweryfikowane jako zadowolające, jeżeli stwierdzi on istotne niezgodności lub istotne zafałszowania (nawet bez istotnych niezgodności). Weryfikator może uznać, że roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji nie zostało zweryfikowane, jeżeli występuje ograniczenie zakresu (nie pozwoliły okoliczności albo nałożono ograniczenie uniemożliwiające weryfikatorowi uzyskanie dowodów zmniejszających do racjonalnego poziomu ryzyko nieprawidłowych wniosków z weryfikacji) i/lub istotne niepewności.

Po konsultacji z właściwymi organami państwa członkowskie dbają o to, by operator instalacji zajął się niezgodnościami z wymaganiami, a także zafałszowaniami, w ramach czasowych wyznaczonych przez właściwe organy. Ponadto wszelkie rozbieżności opinii między operatorami instalacji, weryfikatorami

i właściwymi organami nie mogą wpływać na prawidłową sprawozdawczość i muszą zostać rozstrzygnięte zgodnie z przepisami dyrektywy 2003/87/WE, z niniejszymi wytycznymi oraz z wymaganiami państw członkowskich ustanowionymi na mocy przepisów załącznika V do tej dyrektywy, jak również z odpowiednimi procedurami krajowymi.

11. WSKAŹNIKI EMISJI

Niniejsza sekcja prezentuje referencyjne wskaźniki emisji mające zastosowanie dla metody poziomu dokładności 1, które pozwalają na korzystanie ze wskaźników emisji niebędących specjalnymi w zakresie spalania paliwa. Jeżeli dane paliwo nie należy do żadnej z istniejących kategorii paliw, operator instalacji, na podstawie własnej fachowej wiedzy, przypisuje stosowane paliwo do odnośnej kategorii paliwa, pod warunkiem zatwierdzenia przez właściwe organy.

Tabela 4

Wskaźniki emisji paliw odniesione do wartości opałowej (NCV) oraz wartości opałowe w przeliczeniu na jednostkę masy paliwa

Opis rodzaju paliwa	Wskaźnik emisji (t CO ₂ /TJ)	Wartość opałowa (TJ/Gg)
	Wytyczne IPCC z 2006 r. (z wyjątkiem biomasy)	Wytyczne IPCC z 2006 r.
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
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	96,0	18,9
Węgiel brunatny	101,1	11,9
Łupki naftowe i piaski roponośne	106,6	8,9

Opis rodzaju paliwa	Wskaźnik emisji (t CO ₂ /t)	Wartość opałowa (TJ/Gg)
	Wytyczne IPCC z 2006 r. (z wyjątkiem biomasy)	Wytyczne IPCC z 2006 r.
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
Biodiesle	0	27,0
Inne biopaliwa ciekłe	0	27,4
Gaz wysypiskowy	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

12. WYKAZ MATERIAŁÓW UZNAWANYCH ZA BIOMASĘ NEUTRALNĄ POD WZGLĘDEM CO₂

Poniższy wykaz obejmuje materiały, które w rozumieniu niniejszych wytycznych są uznawane za biomasę i które są ważone wskaźnikiem emisji wynoszącym 0 [t CO₂/TJ lub t lub Nm³]. Za biomasę nie uznaje się frakcji torfowych i kopalnych wymienionych niżej materiałów. Nie wymaga się stosowania procedur analitycznych wykazujących czystość materiałów zaliczonych do grup 1 i 2 poniżej, chyba że domieszka innych materiałów lub paliw jest widoczna przy oglądzie lub wyczuwalna węchem.

Grupa 1 – Rośliny i części roślin:

- słoma,
- siano i trawa,
- liście, drewno, korzenie, pnie, kora,
- rośliny uprawne, np. kukurydza i pszenżyto.

Grupa 2 – Odpady biomasy, produkty i produkty uboczne z biomasy:

- odpady przemysłowe drewna (odpady z obróbki i przetwórstwa drewna oraz odpady pochodzące z procesów stosowanych w przemyśle materiałów drzewnych),
- drewno użytkowe (zużyte produkty wykonane drewna i materiały drewniane) oraz produkty i produkty uboczne pochodzące z procesów w zakresie przetwórstwa drewna,
- odpady na bazie drewna z przemysłu celulozowego i papierniczego, np. ług posiarzynowy (tylko z węglem pochodzącym z biomasy),
- 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, tłuszcz, olej i łój,
- osady pierwotne z 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 oraz inne szlamy i osady ze zbiorników wodnych,
- gaz wysypiskowy,
- węgiel drzewny.

Grupa 3 – Frakcje biomasy z materiałów mieszanych:

- 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.

Grupa 4 – Paliwa, których wszystkie składniki i produkty pośrednie zostały wyprodukowane z biomasy:

- bioetanol,
- biodiesel,

- bioetanol eteryfikowany,
- biometanol,
- bioeter dimetylowy,
- bioolej (paliwo uzyskiwane z rozkładu termicznego oleju) i biogaz.

13. OKREŚLANIE DANYCH DLA KONKRETYCH KATEGORII DZIAŁALNOŚCI ORAZ USTALANIE WSPÓŁCZYNNIKÓW

Przepisy niniejszej sekcji obowiązują jedynie w odniesieniu do tych części Wytycznych, w których znajduje się wyraźny odnośnik do „sekcji 13” załącznika I. Przepisy tej sekcji podlegają postanowieniom przedstawionym w sekcji 16 niniejszego załącznika.

13.1. OKREŚLANIE WARTOŚCI OPAŁOWYCH I WSKAŹNIKÓW EMISJI DLA PALIW

Szczególne procedury w celu określenia wskaźników emisji dla konkretnych kategorii działalności, wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych rodzajów paliwa, jest uzgadniana z właściwymi organami przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, w którym mają one być stosowane.

Procedury zastosowane do pobierania próbek paliwa i ustalania jego wartości opałowej, zawartości węgla i wskaźnika emisji powinny, jeśli są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie pobierania próbek i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana. Jeżeli normy CEN są dostępne, należy je zastosować. Jeżeli normy CEN są niedostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. Jeżeli nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, procedury można przeprowadzić, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Odnośne normy CEN są następujące:

- EN ISO 6976:2005 „Gaz ziemny – Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu”,
- EN ISO 4259:1996 „Przetwory naftowe – Wyznaczenie i stosowanie precyzji metod badania”.

Odnośne normy ISO są następujące:

- ISO 13909-1,2,3,4:2001 „Węgiel kamienny i koks – Mechaniczne pobieranie próbek”,
- ISO 5069-1,2:1983 „Węgle brunatne (lignity) – Zasady pobierania próbek”,
- ISO 625:1996 „Paliwa stałe – Ustalanie zawartości węgla i wodoru – metoda Liebiga”,
- ISO 925:1997 „Paliwa stałe – Oznaczanie zawartości węgla węglanowego – Metoda wagowa”,
- ISO 9300:1990 „Pomiary strumienia masy gazu za pomocą dysz Venturiego o przepływie krytycznym”,
- ISO 9951:1993/94 „Pomiar przepływu gazu w obwodach zamkniętych – Mierniki turbinowe”.

Uzupełniające normy krajowe do charakteryzowania paliw są następujące:

- DIN 51900-1:2000 „Testowanie paliw stałych i płynnych – Określanie wartości opałowej brutto przy użyciu bomby kalorymetrycznej i obliczanie wartości opałowej – Część 1: Zasady, urządzenia, metody”,
- DIN 51857:1997 „Paliwa gazowe i inne gazy – Obliczanie wartości opałowej, gęstości, gęstości względnej i indeksu Wobbe’a gazów czystych i mieszanin gazów”,
- DIN 51612:1980 „Testowanie upłynnionego gazu ziemnego; obliczanie wartości opałowej netto”,
- DIN 51721:2001 „Testowanie paliw stałych – Określanie zawartości węgla i wodoru (mająca zastosowanie do paliw płynnych)”.

Laboratorium wykorzystane przy określaniu wskaźnika emisji, zawartości węgla i wartości opałowej powinno spełniać wymagania przedstawione w sekcji 13.5 niniejszego załącznika. Należy zauważyć, że w celu osiągnięcia odpowiedniej dokładności wskaźnika emisji dla konkretnej kategorii działalności (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.

Procedura pobierania próbek i częstotliwość analiz określających zawartość węgla, wartości opałowe i wskaźniki emisji muszą być zgodne z wymaganiami sekcji 13.6.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania wskaźnika emisji oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi sprawdzającemu sprawozdanie na temat wielkości emisji.

13.2. OKREŚLANIE WSPÓŁCZYNNIKÓW UTLENIANIA DLA KONKRETNÝCH KATEGORII DZIAŁALNOŚCI

Szczególna procedura w celu określenia współczynnika utleniania dla konkretnych kategorii działalności, wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych rodzajów paliwa i instalacji, zostaje uzgodniona z właściwymi organami przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do określania reprezentatywnych współczynników utleniania dla konkretnych kategorii działalności (np. poprzez określenie zawartości sadzy, popiołów, zrzutów ścieków lub innych odpadów lub produktów ubocznych) dla konkretnego działania powinny, jeśli są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie pobierania próbek i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana. Jeżeli normy CEN są dostępne, należy je zastosować. Jeżeli normy CEN są niedostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. Jeżeli nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, procedury można przeprowadzać, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi najlepsze praktyki w danej branży.

Laboratorium wykorzystane do wyznaczenia współczynnika utleniania lub danych stanowiących podstawę takiego wyznaczenia musi spełniać wymagania przedstawione w sekcji 13.5 niniejszego załącznika. Procedura pobierania próbek i częstotliwość analiz określających odnośne zmienne (np. zawartość węgla w popiele), stosowanych do wyliczenia współczynników utleniania, muszą spełniać wymagania sekcji 13.6.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania współczynników utleniania oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi dokonującemu kontroli sprawozdania na temat wielkości emisji.

13.3. OKREŚLANIE WSKAŹNIKÓW EMISJI Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH, WSPÓŁCZYNNIKÓW KONWERSJI I DANYCH DOTYCZĄCYCH SKŁADU

Szczególna procedura w celu określenia wskaźnika emisji dla konkretnych kategorii działalności, wraz z procedurą próbkowania dla szczególnych materiałów, zostają uzgodnione z właściwymi organami przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, w którym mają być stosowane.

Procedury zastosowane do pobierania próbek i określania składu danego materiału lub wyprowadzania wskaźnika emisji procesu powinny, jeśli są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie pobierania próbek i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana. Stosuje się normy CEN, jeżeli są dostępne. Jeżeli normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. Jeżeli nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, procedury można przeprowadzać, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi najlepsze praktyki w danej branży.

Wykorzystane w tym celu laboratorium musi spełniać wymagania przedstawione w sekcji 13.5 niniejszego załącznika. Procedura pobierania próbek i częstotliwość analiz muszą być zgodne z wymaganiami sekcji 13.6.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania współczynników utleniania oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi dokonującemu kontroli sprawozdania na temat wielkości emisji.

13.4. OKREŚLANIE FRAKCJI BIOMASY

Wyrażenie „frakcja biomasy” do celu niniejszych wytycznych odnosi się do procentowej zawartości węgla w spalanej biomase, zgodnie z definicją biomasy (patrz: sekcje 2 i 12 niniejszego załącznika) w łącznej masie węgla w mieszaninie paliwowej.

Paliwo lub materiał kwalifikuje się jako czysta biomasa, podlegająca uproszczonym przepisom w zakresie monitorowania i sprawozdawczości przedstawionym w sekcji 5.2, jeśli zawartość substancji niebędącej biomasą nie przekracza 3 % całkowitej ilości danego paliwa lub materiału.

Szczególne procedury w celu określenia frakcji biomasy w konkretnym rodzaju paliwa, wraz z procedurą próbkowania, zostają uzgodnione z właściwymi organami przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, w którym mają być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania paliwa lub materiału i do ustalania frakcji biomasy powinny, o ile są dostępne, być zgodne ze znormalizowaną metodą, która ogranicza błędy w zakresie pobierania próbek i dokonywania pomiarów i której niepewność pomiaru jest znana. Jeżeli normy CEN są dostępne, należy je zastosować. Jeżeli normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. Jeżeli nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, procedury można przeprowadzać, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

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 operator instalacji może alternatywnie oprzeć określenie frakcji biomasy na bilansie masowym węgla pochodzenia kopalnego i pochodzącego z biomasy, wchodzącego i wychodzącego z danego procesu. Odpowiednie metody podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy.

Laboratorium wykorzystane do określenia frakcji biomasy musi spełniać wymagania przedstawione w sekcji 13.5 niniejszego załącznika.

Procedura pobierania próbek i częstotliwość analiz frakcji biomasy paliw i materiałów muszą być zgodne z wymaganiami sekcji 13.6.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w danym laboratorium do określania frakcji biomasy oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi dokonującemu kontroli sprawozdania na temat wielkości emisji.

Jeżeli określenie frakcji biomasy w mieszaninie paliwowej jest technicznie niewykonalne lub skutkowałoby nieracjonalnie wysokimi kosztami, operator instalacji przyjmuje udział biomasy wynoszący 0 % (to znaczy uznaje, że cały węgiel zawarty w danym typie paliwa jest pochodzenia kopalnego) albo proponuje metodę szacowania, która podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy.

13.5. WYMAGANIA W ZAKRESIE OKREŚLANIA WŁAŚCIWOŚCI PALIW I MATERIAŁÓW

13.5.1. KORZYSTANIE Z AKREDYTOWANYCH LABORATORIÓW

Laboratorium wykorzystywane do określania wskaźnika emisji, wartości opałowej, współczynnika utleniania, zawartości węgla, frakcji biomasy i danych dotyczących składu musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025:2005 („Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących”).

13.5.2. KORZYSTANIE Z NIEAKREDYTOWANYCH LABORATORIÓW

Preferowane jest korzystanie z laboratoriów akredytowanych zgodnie z normą EN ISO 17025:2005. Korzystanie z nieakredytowanych laboratoriów powinno ograniczać się do sytuacji, w których operator instalacji potrafi wykazać właściwym organom, że laboratorium to spełnia wymagania równoważne ustanowionym w normie EN ISO 17025:2005. Odnośne laboratoria i procedury analityczne muszą być wyliczone w planie monitorowania dla instalacji. W odniesieniu do zarządzania jakością równoważność można wykazać akredytowanym świadectwem dla laboratorium pod kątem zgodności z normą EN ISO 9001:2000. Należy przedstawić dodatkowe dowody potwierdzające, że takie laboratorium dysponuje technicznymi kwalifikacjami i jest w stanie uzyskiwać technicznie prawidłowe wyniki, stosując odpowiednie procedury analityczne.

Każde nieakredytowane laboratorium wykorzystywane przez operatora instalacji do wyznaczania wyników wykorzystywanych do obliczania wielkości emisji podejmuje na odpowiedzialność tego operatora następujące działania:

a) **Atestacja**

Atestacja każdej odnośnej metody analitycznej, jaka ma być stosowana w nieakredytowanym laboratorium, pod kątem zgodności z metodą referencyjną, musi być przeprowadzona przez laboratorium akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025:2005. Procedurę atestacji przeprowadza się przed lub przy zawarciu stosunku umownego między operatorem instalacji 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 kalibracyjnej instrumentu.

b) **Porównanie wyników**

Porównanie wyników metod analitycznych powinno być wykonywane raz w roku przez laboratorium akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025:2005 i polega ono na co najmniej pięciokrotnym powtórzeniu analizy reprezentatywnej próby, z wykorzystaniem metody referencyjnej dla każdego odnośnego parametru oraz paliwa lub materiału.

Operator instalacji musi stosować korekty zachowawcze (tj. unikać niedoszacowania wielkości emisji) dla wszystkich odnośnych 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. Wszelkie statystycznie istotne różnice (2σ) między wynikami końcowymi (np. danymi dotyczącymi składu), uzyskanymi przez laboratorium nieakredytowane i akredytowane, muszą być notyfikowane właściwym organom i niezwłocznie rozstrzygnięte pod nadzorem laboratorium akredytowanego zgodnie z normą EN ISO 17025:2005.

13.5.3. ANALIZATORY GAZÓW DZIAŁAJĄCE W TRYBIE ON-LINE I CHROMATOGRAFY GAZOWE

Wykorzystanie chromatografów gazowych i analizatorów gazów pobierających próbki lub dokonujących pomiarów bez pobierania próbek, pracujących w trybie *on-line*, do określania wielkości emisji zgodnie z niniejszymi Wytycznymi, podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy. Wykorzystanie takich systemów ograniczone jest do uzyskiwania danych dotyczących składu paliw i materiałów gazowych. Operator tych systemów musi spełniać wymagania normy EN ISO 9001:2000. Dowodem potwierdzającym, że system spełnia te wymagania, może być akredytowana certyfikacja systemu. Podmioty świadczące usługi kalibracyjne i dostawcy gazów kalibracyjnych muszą być akredytowani na podstawie normy EN ISO 17025:2005.

W stosownych przypadkach, początkowa i powtarzana co roku atestacja instrumentu przeprowadzana jest przez laboratorium akredytowane na podstawie normy EN ISO 17025:2005, z zastosowaniem normy EN ISO 10723:1995 „Gaz ziemny – Ocena działania procesowych układów analitycznych”. We wszystkich pozostałych przypadkach, operator instalacji zleca początkową atestację i coroczne porównania.

a) **Atestacja początkowa**

Początkowa atestacja musi zostać przeprowadzona przed dniem 31 stycznia 2008 r., 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 kalibracyjnej instrumentu.

b) **Coroczne porównanie wyników**

Porównanie wyników metod analitycznych wykonywane jest raz w roku przez laboratorium akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025:2005 oraz obejmuje właściwą liczbę powtórzeń analizy próby reprezentatywnej przy zastosowaniu metody referencyjnej dla każdego z odnośnych parametrów oraz dla każdego paliwa lub materiału.

Operator instalacji stosuje zachowawcze korekty (tj. unikając niedoszacowania wielkości emisji) 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. Każda statystycznie istotna różnica (2σ) pomiędzy wynikami otrzymanymi za pomocą analizatora gazu lub chromatografu gazowego i z akredytowanego laboratorium podlega notyfikacji właściwym organom i natychmiastowemu rozstrzygnięciu pod nadzorem laboratorium akredytowanego zgodnie z normą EN ISO 17025:2005.

13.6. METODY POBIERANIA PRÓBEK I CZĘSTOTLIWOŚĆ ANALIZ

Wyznaczanie odnośnego wskaźnika emisji, wartości opałowej, współczynnika utleniania, współczynnika konwersji, zawartości węgla, frakcji biomasy lub danych dotyczących składu wykonuje się zgodnie z ogólnie przyjętą praktyką pobierania próbki reprezentatywnej. Operator instalacji przedstawia dowody na to, że otrzymane wartości są reprezentatywne i nie są stronnicze. Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie w odniesieniu do danego okresu dostawy lub partii paliwa bądź materiału, w przypadku których ma być ona reprezentatywna.

Zazwyczaj analizy przeprowadza się na próbce będącej mieszaniną większej liczby (np. 10–100) próbek zebranych w pewnym okresie czasu (np. od jednego dnia do kilku miesięcy), pod warunkiem że próbkowane paliwo lub materiał mogą być przechowywane bez zmian swego składu.

Procedura pobierania próbek i częstotliwość analiz zaprojektowana jest 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 działalności dla tego samego strumienia materiałów wsadowych.

Jeżeli operator instalacji nie jest w stanie spełnić wymagań w zakresie maksymalnej dopuszczalnej niepewności wartości rocznej lub nie potrafi wykazać przestrzegania progów, stosuje on częstotliwość analiz wskazaną w tabeli 5 jako minimum (w stosownych przypadkach). We wszystkich innych przypadkach częstotliwość analiz określają właściwe organy.

Tabela 5

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 wielkopiecowy i gaz konwertorowy)	Co najmniej raz dziennie – przy zastosowaniu właściwych procedur w różnych porach dnia
Olej opałowy	Co każde 20 000 ton i co najmniej sześć razy do roku
Węgiel, węgiel koksujący, koks ponaftowy	Co każde 20 000 ton i co najmniej sześć razy do roku
Odpady stałe (czyste kopaliny lub mieszana kopalina pochodząca z biomasy)	Co każde 5 000 ton i co najmniej cztery razy do roku
Odpady płynne	Co każde 10 000 ton i co najmniej cztery razy do roku
Minerały węglanowe (np. wapień i dolomit)	Co każde 50 000 ton i co najmniej cztery razy do roku
Gliny i łupki	Ilości materiału odpowiadające 50 000 tonom 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 ton i co najmniej raz w miesiącu
Inne materiały	W zależności od rodzaju materiału i jego odmiany, ilości materiału odpowiadające 50 000 tonom CO ₂ i co najmniej cztery razy do roku

14. FORMAT SPRAWOZDAWCZY

Jako podstawę dla sprawozdawczości stosuje się poniższe tabele, które można dostosowywać odpowiednio do liczby kategorii działalności, rodzaju instalacji, paliw i procesów objętych monitorowaniem. Informacje należy wpisywać w pola zaznaczone szarym kolorem.

14.1. IDENTYFIKACJA INSTALACJI

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
1. Nazwa przedsiębiorstwa	
2. Operator instalacji	
3. Instalacja	
3.1. Nazwa	
3.2. Numer zezwolenia ⁽¹⁾	
3.3. Czy wymagana jest sprawozdawczość w ramach EPRTTR?	Tak/nie
3.4. Numer identyfikacyjny EPRTTR ⁽²⁾	

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
3.5. Adres/miejscowość, gdzie prowadzona jest eksploatacja instalacji	
3.6. Kod pocztowy/kraj	
3.7. Współrzędne geograficzne położenia instalacji	
4. Osoba do kontaktów	
4.1. Imię i nazwisko	
4.2. Adres/miejscowość/kod pocztowy/kraj	
4.3. Telefon	
4.4. Faks	
4.5. E-mail	
5. Rok sprawozdawczy	
6. Kategorie prowadzonej działalności według załącznika I ⁽³⁾	
Działalność 1	
Działalność 2	
Działalność N	

⁽¹⁾ Numer identyfikacyjny zostanie nadany przez właściwe organy w ramach procedury udzielania zezwolenia.

⁽²⁾ Wypełniać tylko w przypadku, kiedy instalacja objęta jest obowiązkiem sprawozdawczym na mocy EPRTTR i w zezwoleniu dla instalacji nie ma więcej niż jednej kategorii działalności objętej EPRTTR. Informacja nie jest obowiązkowa i nie jest wykorzystywana na potrzeby dodatkowej identyfikacji, poza podaną nazwą i adresem.

⁽³⁾ Np. „rafinerie ropy naftowej”

14.2. PRZEGLĄD KATEGORII DZIAŁALNOŚCI W INSTALACJACH

Emisje z kategorii działalności wymienionych w załączniku I

Kategorie	Kategoria IPCC CRF ⁽¹⁾ – Emisje z procesów spalania	Kategoria IPCC CRF ⁽²⁾ – Emisje z procesów technologicznych	Kod IPCC (kategoria EPRTTR)	Zmiana poziomów dokładności Tak/nie	Emisje (t CO ₂)
Kategorie działalności					
Działalność 1					
Działalność 2					
Działalność N					
Ogółem					

⁽¹⁾ Np. „1A2f Spalanie paliw w innych gałęziach przemysłu”.

⁽²⁾ Np. „2A2 Procesy przemysłowe – Produkcja wapna”.

Pozycje dodatkowe

	CO ₂ związany w paliwie lub przeniesiony			Emisje pochodzące z biomasy ⁽¹⁾
	Ilość przeniesiona lub związana w paliwie	Przeniesiony materiał lub paliwo	Rodzaj przeniesienia (związany w paliwie, przeniesiony do/ z instalacji)	
Jednostka	[t CO ₂]			[t CO ₂]
Działalność 1				—
Działalność 2				—
Działalność N				—

⁽¹⁾ Wypełnia się tylko w przypadku, kiedy emisje określono za pomocą pomiaru.

14.3. EMISJE POCHODZĄCE Z PROCESÓW SPALANIA (OBLICZENIE)

Kategoria działalności				
Rodzaj paliwa:				
Kategoria IEA				
Numer katalogu odpadów (w stosownych przypadkach)				
Parametr	Jednostka dopuszczona	Jednostka zastosowana	Wartość	Zastosowany poziom dokładności
Ilość zużytego paliwa	t lub Nm ³			
Wartość opałowa paliwa	TJ/t lub TJ/Nm ³			
Wskaźnik emisji	t CO ₂ /TJ lub t CO ₂ /t lub t CO ₂ /Nm ³			
Współczynnik utleniania				
CO ₂ pochodzący z paliw kopalnych	t CO ₂	t CO ₂		
Biomasa zużyta	TJ lub t lub Nm ³			

14.4. EMISJE POCHODZĄCE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH (OBLICZENIE)

Kategoria działalności				
Rodzaj paliwa lub materiału				
Numer katalogu odpadów (w stosownych przypadkach)				
Parametr	Jednostka dopuszczona	Jednostka zastosowana	Wartość	Zastosowany poziom dokładności
Dane dotyczące działalności	t lub Nm ³			
Wskaźnik emisji	t CO ₂ /t lub t CO ₂ /Nm ³			
Współczynnik konwersji				
CO ₂ pochodzący z paliw kopalnych	t CO ₂	t CO ₂		
Biomasa zużyta	TJ lub t lub Nm³			

14.5. METODA BILANSU MASOWEGO

Parametr				
Nazwa paliwa lub materiału				
Kategoria IEA (w stosownych przypadkach)				
Numer katalogu odpadów (w stosownych przypadkach)				
	Jednostka dopuszczona	Jednostka zastosowana	Wartość	Zastosowany poziom dokładności
Dane dotyczące działalności (masa lub objętość): dla strumieni wychodzących zastosować wartości ujemne	t lub Nm ³			
Wartość opałowa (NCV) (w stosownych przypadkach)	TJ/t lub TJ/Nm ³			
Dane dotyczące działalności (dopływ ciepła) = masa lub objętość × NCV (w stosownych przypadkach)	TJ			
Zawartość węgla	t C/t lub t C/Nm ³			
CO ₂ pochodzący z paliw kopalnych	t CO ₂			

14.6. METODA OBLICZENIOWA

Kategoria działalności				
Rodzaj źródła emisji				
Parametr	Jednostka dopuszczona	Wartość	Zastosowany poziom dokładności	Niepewność
CO ₂ pochodzący z paliw kopalnych	t CO ₂			
CO ₂ pochodzący z biomasy	t CO ₂			

15. KATEGORIE SPRAWOZDAWCZOŚCI

Sprawozdania na temat wielkości emisji przedstawia się zgodnie z kategoriami formatu sprawozdawczego IPCC oraz kodyfikacją IPCC z załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 166/2006 w sprawie ustanowienia Europejskiego rejestru uwalniania i transferu zanieczyszczeń (patrz: sekcja 15.2 niniejszego załącznika). Szczególne kategorie obu tych formatów sprawozdawczych wskazano poniżej. W sytuacji gdy dana działalność może być sklasyfikowana w ramach dwóch lub więcej kategorii, wybrana klasyfikacja powinna odzwierciedlać podstawowy cel działalności.

15.1. FORMAT SPRAWOZDAWCZY IPCC

Poniższa tabela stanowi wyciąg ze wspólnego formatu sprawozdawczego (Common Reporting Format, CRF), należącego do wytycznych UNFCCC (Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu) w sprawie wykazów rocznych⁽¹⁾. Według CRF emisje przypisuje się do siedmiu głównych kategorii:

- 1) energia;
- 2) procesy przemysłowe;
- 3) użycie rozpuszczalników i innych produktów;
- 4) rolnictwo;

⁽¹⁾ [21] UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

- 5) zmiany w użytkowaniu gruntów i leśnictwo;
- 6) odpady;
- 7) inne.

Kategorie 1, 2 oraz 6 w poniższej tabeli CRF, które są kategoriami istotnymi dla dyrektywy 2003/87/WE, przytoczone są poniżej wraz z ich odnośnymi podkategoriami.

1. SPRAWOZDANIE SEKTOROWE DOTYCZĄCE PRZEMYSŁU ENERGETYCZNEGO

A. Działalność polegająca na spalaniu paliw (w ujęciu sektorowym)

1. Przemysł energetyczny

- a. Produkcja energii elektrycznej i ciepłej dla odbiorców publicznych
 - b. Rafinacja ropy naftowej
 - c. Produkcja paliw stałych i inne branże przemysłu energetycznego
-

2. Przemysł wytwórczy i budownictwo

- a. Żelazo i stal
 - b. Metale nieżelazne
 - c. Chemikalia
 - d. Celuloza, papier i druk
 - e. Przetwórstwo żywności, produkcja napojów i tytoniu
 - f. Inne
-

4. Inne sektory

- a. Handel/administracja
 - b. Sektor mieszkaniowy
 - c. Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo
-

5. Inne ⁽¹⁾

- a. Stacjonarne
 - b. Ruchome
-

B. Emisje lotne z paliw

1. Paliwa stałe

- a. Wydobycie węgla
 - b. Przetwarzanie paliw stałych
 - c. Inne
-

2. Ropa naftowa i gaz ziemny

- a. Ropa naftowa
 - b. Gaz ziemny
 - c. Odpowietrzanie i spalanie na wylotach kominów
Odpowietrzanie
Spalanie na wylotach kominów
 - d. Inne
-

2. SPRAWOZDANIE SEKTOROWE DOTYCZĄCE PROCESÓW PRZEMYSŁOWYCH

A. Produkty mineralne

1. Produkcja cementu
 2. Produkcja wapna
 3. Wykorzystanie wapienia i dolomitu
 4. Produkcja i wykorzystanie sody kalcynowanej
 5. Bitumiczne pokrycia dachowe
 6. Asfaltowanie dróg
 7. Inne
-

B. Przemysł chemiczny

1. Produkcja amoniaku
2. Produkcja kwasu azotowego

3. Produkcja kwasu adypinowego
4. Produkcja karbidu
5. Inne

C. **Produkcja metali**

1. Produkcja żelaza i stali
2. Produkcja żelazostopów
3. Produkcja aluminium
4. SF₆ wykorzystywany w odlewniach aluminium i magnezu
5. Inne

6. SPRAWOZDANIE SEKTOROWE DOTYCZĄCE ODPADÓW

C. **Spopielanie odpadów** ⁽¹⁾

NOTY DODATKOWE

Emisje CO₂ z biomasy

(¹) Bez instalacji wykorzystywania odpadów do uzyskiwania energii. Emisje ze spalania odpadów na cele energetyczne podlegają sprawozdawczości w ramach modułu Energia, 1A. Patrz: Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC); Instrukcje dotyczące sprawozdawczości w zakresie krajowych wykazów gazów cieplarnianych. Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, zmienione w 1996 r.; 1997.

15.2. KODYFIKACJA KATEGORII ŹRÓDŁOWYCH IPCC WEDŁUG ROZPORZĄDZENIA EPRTR

Do celów sprawozdawczości stosuje się następujące kody kategorii źródełowych.

Nr	Kategoria działalności
1.	Przemysł energetyczny
a)	Rafinerie ropy naftowej i gazu
b)	Zakłady gazyfikacji i upłynniania węgla
c)	Elektrociepłownie i inne instalacje do spalania paliw
d)	Piece koksownicze
e)	Młyny węglowe
f)	Instalacje do wytwarzania produktów węglowych i bezdymnego paliwa stałego
2.	Produkcja i przetwarzanie metali
a)	Instalacje prażenia lub spiekania rud metali (w tym rudy siarczkowej)
b)	Instalacje do produkcji surówki żelaza lub stali (wytop pierwotny lub wtórny), w tym do odlewania ciągłego
c)	Instalacje do obróbki metali żelaznych: <ol style="list-style-type: none"> (i) Walcownie gorące (ii) Kuźnie z młotami (iii) Nakładanie metalicznych powłok ochronnych
d)	Odlewnie metali żelaznych
e)	Instalacje <ol style="list-style-type: none"> (i) Do produkcji metali nieżelaznych z rudy, koncentratów lub surowców wtórnych przy użyciu procesów metalurgicznych, chemicznych lub elektrolitycznych (ii) Do wytopu, w tym stapiania, metali nieżelaznych, łącznie z produktami z odzysku (rafinacja, odlewanie itp.)
f)	Urządzenia do obróbki powierzchniowej metali i tworzyw sztucznych przy użyciu elektrolizy lub reakcji chemicznych
3.	Przemysł mineralny
a)	Górnictwo podziemne i działalności powiązane
b)	Górnictwo odkrywkowe
c)	Instalacje do produkcji: <ul style="list-style-type: none"> — klinkieru cementowego w piecach obrotowych — wapna w piecach obrotowych — klinkieru cementowego lub wapna w innych piecach
d)	Instalacje do produkcji azbestu oraz wytwarzania produktów na bazie azbestu

Nr	Kategoria działalności
e)	Instalacje do wytwarzania szkła, w tym włókna szklanego
f)	Instalacje do wytopu materiałów mineralnych, w tym produkcja włókien mineralnych
g)	Instalacje do wytwarzania produktów ceramicznych przez wypalanie, w tym dachówek, cegieł, cegieł ogniotrwałych, płytek, wyrobów kamionkowych lub porcelany
4.	Przemysł chemiczny
a)	<p>Instalacje chemiczne do wytwarzania na skalę przemysłową podstawowych związków organicznych, takich jak:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Węglowodory proste (łańcuchowe lub pierścieniowe, nasycone lub nienasycone, alifatyczne lub aromatyczne) (ii) Pochodne węglowodorów zawierające tlen, takie jak alkohole, aldehydy, ketony, kwasy karboksylowe, estry, octany, etery, nadtenki, żywice epoksydowe (iii) Pochodne węglowodorów zawierające siarkę (iv) Pochodne węglowodorów zawierające azot, takie jak aminy, amidy, azotyny, nitrozwiązki lub azotany, nityle, cyjaniany, izocyjaniany (v) Pochodne węglowodorów zawierające fosfor (vi) Pochodne węglowodorów zawierające rtęć (vii) Związki metaloorganiczne (viii) Podstawowe tworzywa sztuczne (polimery, włókna syntetyczne, włókna celulozowe) (ix) Kauczuki syntetyczne (x) Barwniki i pigmenty (xi) Środki powierzchniowo czynne
b)	<p>Instalacje chemiczne do produkcji na skalę przemysłową podstawowych związków nieorganicznych, takich jak:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Gazy, takie jak amoniak, chlor lub chlorowódz, fluor lub fluorowódz, tlenki węgla, związki siarki, tlenki azotu, wodór, dwutlenek siarki, chlorek karbonylu (ii) Kwasy, takie jak kwas chromowy, kwas fluorowodorowy, kwas fosforowy, kwas azotowy, kwas chlorowodorowy, kwas siarkowy, oleum, kwasy siarkawe (iii) Zasady, takie jak wodorotlenek amonu, wodorotlenek potasu, wodorotlenek sodu (iv) Sole, takie jak chlorek amonu, chloran potasu, węglan potasu, węglan sodu, nadboran, azotan srebra (v) Niemetale, tlenki metali lub inne związki nieorganiczne, takie jak węglík wapnia, krzem, węglík krzemu,
c)	Instalacje chemiczne do produkcji na skalę przemysłową nawozów fosforowych, azotowych lub potasowych (nawozów prostych lub złożonych)
d)	Instalacje chemiczne do produkcji na skalę przemysłową podstawowych środków ochrony roślin i biocydów podstawowych środków ochrony roślin i biocydów
e)	Instalacje wykorzystujące proces chemiczny lub biologiczny do produkcji na skalę przemysłową podstawowych produktów farmaceutycznych
f)	Instalacje do produkcji na skalę przemysłową materiałów wybuchowych i produktów pirotechnicznych
5.	Gospodarka odpadami i ściekami
a)	Instalacje do spielania, rozkładu termicznego, odzysku, obróbki chemicznej lub usuwania na składowiska odpadów niebezpiecznych
b)	Instalacje do spalania odpadów komunalnych
c)	Instalacje do unieszkodliwiania odpadów innych niż niebezpieczne
d)	Składowiska (z wyłączeniem składowisk odpadów obojętnych)
e)	Instalacje do unieszkodliwiania lub recyklingu padliny zwierzęcej lub odpadów zwierzęcych
f)	Oczyszczalnie ścieków komunalnych
g)	Niezależnie eksploatowane oczyszczalnie ścieków przemysłowych, które obsługują jedną lub więcej kategorii działalności wymienionych w niniejszym załączniku
6.	Produkcja i przetwórstwo papieru oraz drewna
a)	Zakłady przemysłowe do produkcji pulpy drzewnej lub podobnych materiałów włóknistych
b)	Zakłady przemysłowe do produkcji papieru i tektury oraz innych podstawowych produktów drewnopochodnych (takich jak płyta wiórowa, płyta pilśniowa i sklejka)
c)	Zakłady przemysłowe do konserwacji drewna i produktów drewnopochodnych za pomocą środków chemicznych
7.	Intensywna hodowla zwierząt i akwakultura
a)	Instalacje do intensywnego chowu drobiu lub trzody chlewnej
b)	Intensywna akwakultura

Nr	Kategoria działalności
8.	Produkty zwierzęce i roślinne pochodzące z sektora produkcji żywności i napojów
a)	Ubojnie
b)	Obróbka i przetwórstwo produktów spożywczych i napojów z: — surowców zwierzęcych (innych niż mleko) — surowców roślinnych
c)	Obróbka i przetwórstwo mleka
9.	Inne kategorie działalności
a)	Zakłady obróbki wstępnej (operacje takie jak mycie, bielenie, merceryzacja) lub barwienie włókien lub materiałów włókienniczych
b)	Zakłady garbowania skór
c)	Instalacje do obróbki powierzchniowej substancji, przedmiotów lub produktów przy użyciu rozpuszczalników organicznych, w szczególności do zdobienia, nadrukowywania, powlekania, odtłuszczania, impregnacji, gruntowania, malowania, czyszczenia lub nasączenia
d)	Instalacje do produkcji węgla (sadzy) lub elektrografitu poprzez spalanie lub grafityzację
e)	Instalacje do budowania i malowania lub usuwania farby ze statków

16. WYMAGANIA WZGLĘDEM INSTALACJI O NISKIM POZIOMIE EMISJI

Do sekcji 4.3, 5.2, 7.1, 10 i 13 powyżej stosuje się następujące wyłączenia z wymogów niniejszego załącznika w odniesieniu do instalacji o średniorocznych zweryfikowanych podawanych wielkościach emisji poniżej 25 000 ton CO₂ w poprzednim okresie rozliczeniowym. Jeśli podawane wielkości emisji nie są już aktualne ze względu na zmiany warunków eksploatacyjnych lub samej instalacji lub jeżeli brakuje danych historycznych dotyczących zweryfikowanych wielkości emisji, stosuje się wyłączenia, jeżeli właściwe organy zatwierdziły zachowawczą projekcję wielkości emisji na następnych pięć lat na poziomie poniżej 25 000 CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na każdy rok. Państwa członkowskie mogą uchylić potrzebę obowiązkowej inspekcji na miejscu przez weryfikatora w procesie weryfikacji i pozwolić weryfikatorowi na podjęcie decyzji na podstawie własnej analizy ryzyka.

- W razie potrzeby operator instalacji może użyć do oceny niepewności danych dotyczących działalności informacji wyszczególnionych przez dostawcę odnośnych instrumentów pomiarowych, niezależnie od konkretnych warunków eksploatacji.
- Państwa członkowskie mogą uchylić obowiązek udowodnienia zgodności z wymaganiami dotyczącymi kalibracji, przedstawionymi w sekcji 10.3.2 niniejszego załącznika.
- Państwa członkowskie mogą zezwolić na zastosowanie metod niższego poziomu dokładności (z poziomem dokładności 1 jako minimum) dla wszystkich strumieni materiałów wsadowych i odnośnych zmiennych.
- Państwa członkowskie mogą zezwolić na stosowanie uproszczonych planów monitorowania, które obejmują co najmniej elementy wyliczone w pozycjach a), b), c), e), f), k) oraz l), jak podano w sekcji 4.3 niniejszego załącznika.
- Państwa członkowskie mogą uchylić wymagania w odniesieniu do akredytacji zgodnie z normą EN ISO 17025:2005, 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.
- Zużycie paliwa lub materiałów może być określane na podstawie zapisów dotyczących zakupu i oszacowanych zmian w zapasach bez dalszego rozpatrywania niepewności.

ZAŁĄCZNIK II

Wytyczne dotyczące emisji pochodzących z procesów spalania w ramach kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Zawarte w niniejszym załączniku wytyczne dla konkretnych kategorii działalności służą do monitorowania emisji gazów cieplarnianych z instalacji wykorzystywanych do procesów spalania o ilości mierzonego ciepła doprowadzanego przekraczającej 20 MW (z wyjątkiem instalacji do utylizacji odpadów niebezpiecznych lub komunalnych), wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, oraz w celu monitorowania emisji z procesów spalania pochodzących z innych kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, o ile są one określone w załącznikach III–XI niniejszych wytycznych. W odniesieniu do pewnych procesów przemysłu petrochemicznego – jeżeli są one objęte załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE – może stosować się także załącznik III.

Monitorowanie wielkości emisji z procesów spalania obejmuje emisje ze spalania wszystkich paliw w instalacji, a także emisje z procesów oczyszczania, np. w celu usunięcia SO_2 z gazów spalinowych. Emisje z silników spalinowych wykorzystywanych do celów transportu nie podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości. Wszystkie emisje 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. Wielkości emisji związanych z produkcją energii cieplnej lub elektrycznej importowanej z innych instalacji nie przypisuje się do instalacji importującej.

Emisje z instalacji spalania usytuowanej przy hucie o pełnym cyklu i pobierającej z niej swoje podstawowe paliwo, ale eksploatowanej na mocy oddzielnego zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych, można obliczać w ramach rozpatrywania bilansu masowego tej huty, jeżeli operator instalacji potrafi udowodnić właściwym organom, że tego rodzaju rozwiązanie zmniejszy ogólną niepewność w odniesieniu do wyznaczenia wielkości emisji.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO_2

Źródła emisji CO_2 z instalacji wykorzystywanych do procesów spalania i z samych procesów obejmują:

- kotły grzewcze,
- palniki,
- turbiny,
- piece grzewcze,
- paleniska,
- piece do spopielania,
- piece do suszenia,
- piece,
- suszarki,
- silniki,
- gazy spalane na wylotach kominów,
- płuczki do oczyszczania gazów (emisje pochodzące z procesów technologicznych),
- wszelkie inne urządzenia lub maszyny wykorzystujące paliwo, z wyjątkiem urządzeń lub maszyn zasilanych silnikami spalinowymi, wykorzystywane do celów transportowych.

- 2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂
- 2.1.1. EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA
- 2.1.1.1. GŁÓWNE KATEGORIE DZIAŁALNOŚCI POLEGAJĄCE NA SPALANIU

Wielkość emisji CO₂ z instalacji spalania oblicza się przez pomnożenie zawartości energii każdego rodzaju zużytego paliwa przez wskaźnik emisji i przez współczynnik utleniania. W odniesieniu do każdego rodzaju paliwa dokonuje się następującego obliczenia dla każdej kategorii działalności:

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

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Dane dotyczące działalności wyraża się zazwyczaj jako zawartość energii netto w paliwie zużyтым (TJ) w okresie sprawozdawczym. Zawartość energii w zużyciu paliwa oblicza się według następującego wzoru:

$$\text{zawartość energii w zużyтым paliwie [TJ]} = \text{zużyte paliwo [t lub Nm}^3\text{]} \times \text{wartość opałowa paliwa [TJ/t lub TJ/Nm}^3\text{]}^{(1)}$$

W przypadku zastosowania wskaźnika emisji odnoszonego do masy lub objętości [t CO₂/t lub t CO₂/Nm³] dane dotyczące działalności wyrażone są jako ilość zużytego paliwa [t or Nm³].

gdzie:

a1) **Paliwo zużyte**

Poziom dokładności 1

Operator instalacji lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 7,5 %, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 5 %, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.

Poziom dokładności 3

Operator instalacji lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 2,5 %, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.

Poziom dokładności 4

Operator instalacji lub dostawca paliwa określa zużycie paliwa w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 1,5 %, w stosownych przypadkach uwzględniając wpływ zmiany zapasów.

a2) **Wartość opałowa**

Poziom dokładności 1

Stosuje się wartości referencyjne dla każdego paliwa wymienione w sekcji 11 załącznika I.

⁽¹⁾ W przypadku gdy stosuje się jednostki objętościowe, operator rozważy możliwość zastosowania wszelkich przeliczeń, które mogą być wymagane w celu uwzględnienia różnic w ciśnieniu i temperaturze urządzenia pomiarowego oraz uwzględnienia standardowych warunków, dla których określono wartość opałową netto dla odpowiednich rodzajów paliw.

Poziom dokładności 2a

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego typu paliwa wartości opałowe właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego ostatnim krajowym wykazie, dostarczonym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

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 operatora instalacji, laboratorium, z którym zawarto umowę (zewnętrzne) lub dostawcę paliwa zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

b) Wskaźnik emisji*Poziom dokładności 1*

Stosuje się wskaźniki referencyjne dla każdego paliwa wymienione w sekcji 11 załącznika I.

Poziom dokładności 2a

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa wskaźniki emisji właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 2b

Operator instalacji wyprowadza wskaźniki emisji dla paliwa na podstawie jednego z następujących ustalonych przybliżeń:

- pomiar gęstości konkretnych olejów lub gazów wspólnych np. dla danej rafinerii lub dla przemysłu stalowego, oraz
- wartość opałowa dla konkretnych rodzajów węgla,

w połączeniu z korelacją empiryczną, ustalaną co najmniej raz w roku, zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I. Operator instalacji zadba o to, by korelacja spełniała wymogi dobrej praktyki inżynierskiej i była stosowana wyłącznie do wartości przybliżonych, wchodzących w zakres, dla którego zostały ustalone.

Poziom dokładności 3

Określenia wskaźników emisji dla paliwa, dla konkretnych kategorii działalności, dokonuje operator instalacji, zewnętrzne laboratorium lub dostawca paliwa, zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

c) Współczynnik utleniania

Operator instalacji może wybrać odpowiedni poziom dokładności dla stosowanej przezeń metodyki monitorowania.

Poziom dokładności 1

Stosuje się współczynnik utleniania wynoszący 1,0 ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Patrz: Wytyczne IPPC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, 2006 r.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa współczynniki utleniania właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

W przypadku paliw, operator instalacji wyprowadza wskaźniki dla konkretnych kategorii działalności na podstawie odpowiednich 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 w sekcji 13 załącznika I.

2.1.1.2. 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 emisji gazów cieplarnianych musi ona uwzględniać cały węgiel we wsadach, zapasach, produktach i innych postaciach eksportu z instalacji, wykorzystując następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{wejście} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) \times \text{współczynnik konwersji CO}_2/\text{C}$$

gdzie:

- *wsad* [t C]: cały węgiel wprowadzany w granice instalacji,
- *produkty* [t C]: cały węgiel w produktach i materiałach, włącznie z produktami ubocznymi, opuszczający granice instalacji,
- *eksport* [t C]: węgiel wyprowadzany z granic instalacji, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów, lub ubytki węgla powodowane stratami. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery,
- *zmiany w zapasach* [t C]: zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

A zatem wzór wygląda następująco:

$$\begin{aligned} \text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = & (\Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wejście}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{wejście}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące} \\ & \text{działalności}_{\text{produkty}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{produkty}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - \\ & \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany zapasów}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany zapasów}})) \times 3,664 \end{aligned}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Operator instalacji analizuje 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), operator instalacji może określić i zastosować w obliczeniu bilansu masowego zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [t C/TJ] odpowiedniego przepływu masowego.

Poziom dokładności 1

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5$ %.

Poziom dokładności 2

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 5 %.

Poziom dokładności 3

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5$ %.

Poziom dokładności 4

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5\%$.

b) **Zawartość węgla***Poziom dokładności 1*

Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprowadza się ze standardowych wskaźników emisji dla paliw lub materiałów wymienionych w sekcji 11 załącznika I lub w załącznikach IV–VI. Zawartość węgla wyprowadza się w następujący sposób:

$$\text{Zawartość C [t/t lub Tj]} = \frac{\text{Wskaźnik emisji [tCO}_2 \text{ / t or Tj]}}{3,664 \text{ [tCO}_2 \text{ / t C]}}$$

Poziom dokładności 2

Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia oblicza się według przepisów sekcji 13 załącznika I w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

2.1.1.3. GAZY SPALANE NA WYLOTACH KOMINÓW

Do emisji powstających w wyniku spalania gazów na wylotach kominów zalicza się spalanie rutynowe i operacyjne (w ramach rozruchu, wygaszania i wyłączeń samoczynnych) oraz upusty awaryjne.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się na podstawie ilości gazu spalanego na wylotach kominów [m³] i zawartości węgla w spalonym w ten sposób gazie [t CO₂/Nm³] (włącznie z CO₂ związanym).

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

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności***Poziom dokładności 1*

Ilość gazu spalanego na wylocie komina w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą $\pm 17,5\%$.

Poziom dokładności 2

Ilość gazu spalanego na wylocie komina w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą $\pm 12,5\%$.

Poziom dokładności 3

Ilość gazu spalanego na wylocie komina, zużytego w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą $\pm 7,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji***Poziom dokładności 1*

Zastosowanie referencyjnego wskaźnika emisji wynoszącego 0,00393 t CO₂/m³ (w warunkach standardowych), wyprowadzonego ze spalania czystego butanu wykorzystanego jako zachowawcza wielkość przybliżona dla gazów spalanych na wylotach kominów.

Poziom dokładności 2a

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa wskaźniki emisji właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 2b

Wskaźniki emisji właściwe dla instalacji wyprowadza się z szacowanego ciężaru cząsteczkowego strumienia gazu spalanego na wylocie kominu, 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 kominu.

Poziom dokładności 3

Wskaźnik emisji [$\text{t CO}_2/\text{Nm}^3$ gazy spalone na wylotach kominów] obliczony z zawartości węgla w tych gazach z zastosowaniem przepisów sekcji 13 załącznika I.

c) **Współczynnik utleniania**

Można zastosować niższe poziomy dokładności.

Poziom dokładności 1

Stosuje się wartość 1,0.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje współczynnik utleniania zgłoszony przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

2.1.2. EMISJE POCHODZĄCE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

Wielkość emisji CO_2 z procesów będących wynikiem zastosowania węglanów do oczyszczania gazów (wypłukiwania SO_2 ze strumieni gazów spalinowych) oblicza się na podstawie ilości zakupionych węglanów (metoda obliczeń dla poziomu dokładności 1a) lub wyprodukowanego gipsu (metoda obliczeń dla poziomu dokładności 1b). Obie metody obliczeń są równoważne. Do obliczania stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t}] = \text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji}$$

gdzie:

Metoda obliczeniowa A „na bazie węglanów”

Obliczenie wielkości emisji odbywa się na podstawie ilości użytych węglanów:

a) **Dane dotyczące działalności***Poziom dokładności 1*

Ilość (w tonach) suchego węglanu zużytego w okresie sprawozdawczym jako wsad do produkcji, określona przez operatora instalacji lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji***Poziom dokładności 1*

Wskaźniki emisji oblicza się i zgłasza w jednostkach masy uwalnianego CO_2 na tonę węglanu. Współczynniki stechiometryczne pokazane w tabeli 1 należy stosować do przeliczania danych dotyczących składu na wskaźniki emisji.

Określenie ilości CaCO_3 i MgCO_3 w każdym odnośnym materiale wsadu przeprowadza się, stosując wytyczne dotyczące najlepszych praktyk danej branży przemysłu.

Tabela 1

Współczynniki stechiometryczne

Węglan	Stosunek [t CO ₂ /t Ca-, Mg- lub innego węglanu]	Uwagi
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
Ogólnie: $X_Y(\text{CO}_3)_Z$	Wskaźnik emisji = $\frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y \times [M_X] + Z \times [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}}$	X = metal alkaliczny lub ziem alkalicznych M _x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃} = masa cząsteczkowa CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla CO ₃ ²⁻ = 1

Metoda obliczeniowa B „na bazie gipsu”

Obliczanie wielkości emisji oparte jest na ilości wyprodukowanego gipsu:

a) **Dane dotyczące działalności**

Poziom dokładności 1

Ilość [t] suchego gipsu (CaSO₄ · 2H₂O) jako produktu w procesie mierzona przez operatora instalacji lub przetwórcę gipsu w skali roku z maksymalną dopuszczalną niepewnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż ± 7,5 %.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Współczynnik stechiometryczny odwodnionego gipsu (CaSO₄ · 2H₂O) i CO₂ w procesie: 0,2558 t CO₂/t gipsu

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku XII.

ZAŁĄCZNIK III

Wytyczne szczegółowe dla rafinerii ropy naftowej według wykazu w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE

1. ZAKRESY

Monitorowanie emisji gazów cieplarnianych z instalacji obejmuje wszystkie emisje z procesów spalania i produkcji odbywających się w rafineriach. Nie uwzględnia się emisji z procesów przeprowadzanych w przyległych instalacjach przemysłu chemicznego, nieobjętych załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE, które nie są częścią łańcucha produkcyjnego rafinacji.

2. OKREŚLANIE EMISJI CO₂

Potencjalne źródła emisji CO₂ obejmują:

a) spalanie na cele energetyczne:

- kotły,
- urządzenia grzewcze i przetwarzające stosowane w procesach technologicznych,
- silniki tłokowe/turbiny spalinowe,
- utleniacze katalityczne i ciepłne,
- piece do kalcynacji koksu,
- pompy strażackie,
- awaryjne i rezerwowe generatory energii,
- spalanie gazów na wylotach kominów,
- piece do spopielania,
- urządzenia do krakowania;

b) procesy:

- instalacje do produkcji wodoru,
- regeneracja katalityczna (w tym katalityczne krakowanie i inne procesy katalityczne),
- retorty do koksowania (*flexi-coking* i koksowanie opóźnione).

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

2.1.1. EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA

Emisje z procesów spalania podlegają monitorowaniu zgodnie z załącznikiem II.

2.1.2. EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

Konkretne procesy prowadzące do powstawania emisji CO₂ obejmują:

1. **Regeneracja urządzeń do krakowania katalitycznego i innych procesów regeneracji katalizatorów i flexi-cokers**

Koks odkładający się w katalizatorze jako produkt uboczny procesu krakowania jest spalany w regeneratorze w celu przywrócenia działania katalizatora. Katalizator stosowany jest w dalszych procesach rafineryjnych, w związku z czym musi być poddany regeneracji, np. przez reformowanie katalityczne.

Wielkość emisji oblicza się metodą bilansu materiałowego, uwzględniając stan powietrza wlotowego gazów spalinowych. Cały CO w gazach spalinowych uwzględnia się jako CO₂ ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Stosując zależność w odniesieniu do masy: = t CO × 1,571.

Analiza powietrza wlotowego i gazów spalinowych oraz dobór poziomów dokładności są zgodne z przepisami sekcji 13 załącznika I. Konkretna metoda obliczeń podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy jako część planu monitorowania i zawartej w nim metodyki.

Poziom dokładności 1

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż $\pm 10\%$.

Poziom dokładności 2

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż $\pm 7,5\%$.

Poziom dokładności 3

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż $\pm 5\%$.

Poziom dokładności 4

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż $\pm 2,5\%$.

2. **Produkcja wodoru w rafineriach**

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

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności}_{\text{wejście}} \times \text{wskaźnik emisji}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Poziom dokładności 1

Ilość wsadu węglowodorów [t wsadu] przetworzonego w okresie sprawozdawczym wyprowadzona z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

Poziom dokładności 2

Ilość wsadu węglowodorów [t wsadu] przetworzonego w okresie sprawozdawczym wyprowadzona z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Należy użyć oszacowanej zachowawczo wartości referencyjnej 2,9 t CO₂ na t przetworzonego wsadu, na podstawie etanu.

Poziom dokładności 2

Zastosowanie wskaźnika emisji dla konkretnej kategorii działalności [CO₂/t wsadu] obliczonego z zawartości węgla w gazie zasilającym, określonego zgodnie z wytycznymi sekcji 13 załącznika I.

2.2. **POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I i załączniku XII.

ZAŁĄCZNIK IV

Wytyczne szczegółowe dla pieców koksowniczych wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Piece koksownicze mogą stanowić część huty, mając bezpośrednie połączenie techniczne z instalacjami spiekalniczymi oraz instalacjami służącymi do wytwarzania surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania, co powoduje intensywną wymianę energii i materiałów (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks), zachodzącą w trakcie normalnej pracy. Jeżeli zezwolenie posiadane przez instalację, zgodnie z art. 4, 5 i 6 dyrektywy 2003/87/WE, obejmuje całą hutę, a nie tylko piece koksownicze, emisje CO₂ można również monitorować w całej hucie przy użyciu metody bilansu masowego, określonej w sekcji 2.1.1 niniejszego załącznika.

Jeżeli w danej instalacji dokonuje się oczyszczania gazów odlotowych, a wielkości powstałych w wyniku tego procesu emisji nie oblicza się w ramach emisji z procesów technologicznych w tej instalacji, wówczas oblicza się je zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W piecach koksowniczych emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł i strumieni materiałów wsadowych:

- surowce (węgiel lub koks naftowy),
- paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny),
- gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (np. gaz wielkopiecowy (BFG)),
- inne paliwa,
- oczyszczanie gazów odlotowych.

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W przypadku gdy piec koksowniczy jest częścią zintegrowanej huty, operator instalacji może obliczać emisje:

- a) dla zintegrowanej huty jako całości, stosując metodę bilansu masowego;
- b) dla pieca koksowniczego, jako dla oddzielnej działalności zintegrowanej huty.

2.1.1. METODA BILANSU MASOWEGO

Metoda bilansu masowego uwzględnia cały węgiel we wsadach, zapasach, produktach i innych formach eksportowanych z instalacji, w celu określenia poziomu emisji gazów cieplarnianych w okresie sprawozdawczym, wykorzystując poniższy wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{wejście} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) \times \text{współczynnik konwersji CO}_2/\text{C}$$

gdzie:

- *wsad [tC]*: cały węgiel wprowadzany w granice instalacji,
- *produkty [tC]*: cały węgiel w produktach i materiałach, włącznie z produktami ubocznymi, opuszczający granice instalacji,
- *eksport [tC]*: węgiel wyprowadzany z granic instalacji, np. usuwany do kanalizacji, na składowisko odpadów, lub ubytki węgla spowodowane stratami. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery,
- *zmiany w zapasach [tC]*: zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

A zatem wzór wygląda następująco:

$$\begin{aligned} \text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = & (\Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wejście}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{wejście}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące} \\ & \text{działalności}_{\text{produkty}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{produkty}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - \\ & \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany zapasów}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany zapasów}})) \times 3,664 \end{aligned}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Operator instalacji analizuje i zamieszcza w sprawozdaniu 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), operator instalacji może do obliczenia bilansu masowego określić i wykorzystać zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [t C/TJ] odpowiedniego przepływu masy.

Poziom dokładności 1

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

Poziom dokładności 2

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5\%$.

Poziom dokładności 3

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom dokładności 4

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5\%$.

b) **Zawartość węgla**

Poziom dokładności 1

Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprowadza się ze standardowych wskaźników emisji dla paliw lub materiałów wymienionych w sekcji 11 załącznika I lub w załącznikach IV–X. Zawartość węgla wyprowadza się następująco:

$$\text{Zawartość C [t / t lub TJ]} = \frac{\text{Wskaźnik emisji [t CO}_2\text{ / t lub TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{ / t C]}}$$

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa lub materiału wskaźniki emisji właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Zawartość węgla w strumieniach wejścia lub wyjścia wyprowadza się, postępując według przepisów sekcji 13 załącznika I w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych, dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

2.1.2. **EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA**

Procesy spalania odbywające się w piecach koksowniczych, gdzie paliwa (np. koks, węgiel i gaz ziemny) nie zostały objęte bilansem masowym, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

2.1.3. **EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH**

W czasie zwęglania w komorze koksowniczej pieca koksowniczego, po usunięciu powietrza, węgiel przekształca się w koks oraz nieoczyszczony gaz koksowniczy (*crude COG*). Głównym zawierającym węgiel materiałem/strumieniem wsadowym jest paliwo węglowe, lecz mogą nim być również odpady koksowe, koks naftowy, ropa

naftowa oraz gaz powstający w czasie procesu technologicznego, taki jak gaz wielkopieczowy (BFG). 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 pochodzącej z pieców koksowniczych oblicza się w następujący sposób:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJŚCIE}} \times \text{wskaźnik emisji}_{\text{WYJŚCIE}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJŚCIE}} \times \text{wskaźnik emisji}_{\text{WYJŚCIE}})$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Dane dotyczące działalności mogą obejmować węgiel występujący jako surowiec, odpady koksowe, koks naftowy, ropę naftową, gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy i tym podobne. Dane dotyczące działalności_{WYJŚCIE} mogą obejmować: koks, smołę, lekki olej opałowy, gaz koksowniczy i tym podobne.

a1) **Paliwo stosowane jako wsad do procesu**

Poziom dokładności 1

Przepływ masowy paliw do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 7,5 %.

Poziom dokładności 2

Przepływ masowy paliw do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 5,0 %.

Poziom dokładności 3

Przepływ masowy paliwa do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 2,5 %.

Poziom dokładności 4

Przepływ masowy paliwa do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 1,5 %.

a2) **Wartość opałowa**

Poziom dokładności 1

Stosuje się wartości referencyjne dla każdego paliwa wymienione w sekcji 11 załącznika I.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego typu paliwa wartości opałowe właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego ostatnim krajowym wykazie, przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Wartość opałową reprezentatywną dla każdej partii paliwa w instalacji mierzy operator instalacji, laboratorium, z którym zawarto umowę (zewnętrzne), lub dostawca paliwa, zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Należy stosować współczynniki referencyjne określone w sekcji 11 załącznika I.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa wskaźniki emisji właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym, przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Konkretne wskaźniki emisji określa się zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I i XII.

ZAŁĄCZNIK V

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji prażenia i spiekania rud metali wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Instalacje do prażenia rud metali oraz instalacje spiekalnicze i instalacje do grudkowania rudy mogą stanowić integralną część huty, mając bezpośrednie połączenie techniczne z piecami koksowniczymi oraz instalacjami do produkcji surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania. Podczas normalnej pracy ma zatem miejsce intensywna wymiana energii i materiału (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks, wapień). Jeżeli zezwolenie posiadane przez instalację, zgodnie z art. 4, 5 i 6 dyrektywy 2003/87/WE, obejmuje całą hutę, a nie tylko instalację do prażenia i spiekania, emisje CO₂ można również monitorować dla zintegrowanej huty jako całości. W takich przypadkach można stosować metodę bilansu masowego (sekcja 2.1.1 niniejszego załącznika).

Jeżeli w danej instalacji dokonuje się oczyszczania gazów spalinowych, a wielkości powstałych w wyniku tego procesu emisji nie oblicza się w ramach emisji z procesów technologicznych w tej instalacji, wówczas oblicza się je zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do prażenia, spiekania i grudkowania rud metali emisje CO₂ mogą wynikać z następujących źródeł i strumieni materiałów wsadowych:

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

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W przypadku kiedy instalacja do prażenia, spiekania i grudkowania rud metali jest częścią zintegrowanej huty o pełnym cyklu produkcji, operator instalacji może obliczać emisje:

- a) dla zintegrowanej huty jako całości, stosując metodę bilansu masowego; lub
- b) dla instalacji do prażenia, spiekania i grudkowania rud metali, jako oddzielnej kategorii działalności zintegrowanej huty.

2.1.1. METODA BILANSU MASOWEGO

Metoda bilansu masowego uwzględnia cały węgiel we wsadach, zapasach, produktach i innych strumieniach eksportowanych z instalacji, w celu określenia wielkości emisji gazów cieplarnianych w okresie sprawozdawczym, wykorzystując następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{wejście} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) \times \text{współczynnik konwersji CO}_2/\text{C}$$

gdzie:

- *wsad [tC]*: cały węgiel wprowadzany w granice instalacji,
- *produkty [tC]*: cały węgiel w produktach i materiałach, włącznie z produktami ubocznymi, opuszczający granice instalacji,

- eksport [tC]: węgiel wyprawdany z granic instalacji, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów, lub ubytki węgla w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery;
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

A zatem wzór wygląda następująco:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wejście}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{wejście}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{produkt}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{produkt}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany zapasów}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany zapasów}})) \times 3,664$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Operator instalacji analizuje i podaje w sprawozdaniu 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), operator instalacji może do obliczenia bilansu masowego określić i wykorzystać zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [t C/T]] odpowiedniego przepływu masowego.

Poziom dokładności 1

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością $\pm 7,5$ %.

Poziom dokładności 2

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością ± 5 %.

Poziom dokładności 3

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością $\pm 2,5$ %.

Poziom dokładności 4

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością $\pm 1,5$ %.

b) **Zawartość węgla**

Poziom dokładności 1

Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprawdza się ze standardowych wskaźników emisji dla paliw lub materiałów wymienionych w sekcji 11 załącznika I lub w załącznikach IV–X. Zawartość węgla wyprawdza się następująco:

$$\text{Zawartość C [t / t lub Tj]} = \frac{\text{Wskaźnik emisji [t CO}_2 \text{ / t lub Tj]}}{3,664 \text{ [t CO}_2 \text{ / t C]}}$$

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa lub materiału wskaźniki emisji właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym, przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Zawartość węgla strumieni wejścia i wyjścia wyprawdza się postępując według przepisów sekcji 13 załącznika I w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

2.1.2. **EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA**

Procesy spalania, jakie mają miejsce w instalacjach do prażenia, spiekania i grudkowania rud metali, gdzie paliwa nie służą do redukcji ani nie powstają w procesach metalurgicznych, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

2.1.3. EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

W czasie procesu kalcynacji na ruszcie CO₂ jest uwalniany z materiałów wsadowych, tj. z mieszanki surowcowej (zwykle z węgla wapnia) oraz z powtórnie wykorzystywanych pozostałości z procesu technologicznego. Dla każdego rodzaju używanych materiałów wsadowych ilość CO₂ oblicza się w następujący sposób:

$$\text{emisje CO}_2 = \sum \left\{ \text{dane dotyczące działalności}_{\text{proces wejście}} \times \text{wskaźnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \right\}$$

a) **Dane dotyczące działalności**

Poziom dokładności 1

Ilości [t] materiałów wsadowych – węglanów [t_{CaCO₃}, t_{MgCO₃} lub t_{CaCO₃-MgCO₃}] oraz pozostałości po procesie technologicznym, użyte jako wsad do procesu w okresie sprawozdawczym przez operatora instalacji lub jego dostawców, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 5,0 %.

Poziom dokładności 2

Ilości [t] materiałów wsadowych – węglanów [t_{CaCO₃}, t_{MgCO₃} lub t_{CaCO₃-MgCO₃}] oraz pozostałości po procesie technologicznym, użyte jako wsad do procesu w okresie sprawozdawczym, (określona) przez operatora instalacji lub jego dostawców, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 2,5 %.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1:

Dla węglanów należy stosować współczynniki stechiometryczne podane w poniższej tabeli 1:

Tabela 1

Stechiometryczne wskaźniki emisji

Wskaźnik emisji	
CaCO ₃	0,440 t CO ₂ /t CaCO ₃
MgCO ₃	0,522 t CO ₂ /t MgCO ₃
FeCO ₃	0,380 t CO ₂ /t FeCO ₃

Wartości te dostosowuje się w zależności od zawartości wilgoci i skały płonnej w stosowanym materiale zawierającym węglany.

Dla pozostałości z procesu technologicznego: współczynniki dla konkretnej kategorii działalności określa się zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

c) **Współczynnik konwersji**

Poziom dokładności 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Poziom dokładności 2

Współczynniki dla konkretnej kategorii działalności są określane zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I, określającymi ilość węgla w wyprodukowanych spiekach oraz odfiltrowanych pyłach. W przypadku gdy odfiltrowane pyły są ponownie wykorzystane w procesie technologicznym, ilość zawartego w nich węgla [t] nie jest brana pod uwagę, aby uniknąć podwójnego liczenia.

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I i XII.

ZAŁĄCZNIK VI

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do wytopu surówki żelaza oraz stali, w tym do ciągłego odlewania stali, wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Wytyczne podane w niniejszym załączniku można stosować do emisji pochodzących z instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego. Odnoszą się one w szczególności do wytopu pierwotnego w wielkich piecach (BF) i konwertorach tlenowych (BOF) oraz wytopu wtórnego w elektrycznych piecach łukowych (EAF).

Instalacje do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, są zazwyczaj integralną częścią huty, powiązaną technicznie z piecami koksowniczymi oraz spiekalniczymi. Podczas normalnej pracy ma zatem miejsce intensywna wymiana energii i materiałów (na przykład gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy, koks, wapień). Jeżeli zezwolenie posiadane przez instalację, zgodnie z art. 4, 5 i 6 dyrektywy 2003/87/WE, obejmuje całą hutę, a nie tylko wielkie piece, emisje CO₂ można również monitorować dla zintegrowanej huty jako całości. W takich przypadkach można stosować metodę bilansu masowego, przedstawioną w sekcji 2.1.1 niniejszego załącznika.

Jeżeli w danej instalacji dokonuje się oczyszczania gazów odlotowych, a wielkość powstałych w wyniku tego procesu emisji nie oblicza się w ramach emisji z procesów technologicznych w tej instalacji, wówczas oblicza się je zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł i strumieni materiałów wsadowych:

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

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W przypadku kiedy instalacja do produkcji surówki i stali stanowi część zintegrowanej huty, operator instalacji może obliczać wielkość emisji:

- a) dla zintegrowanej huty jako całości, stosując metodę bilansu masowego; lub
- b) dla instalacji do produkcji surówki i stali jako oddzielnej kategorii zintegrowanej huty.

2.1.1. METODA BILANSU MASOWEGO

Metoda bilansu masowego uwzględnia cały węgiel we wsadach, zapasach, produktach i innych formach eksportowanych z instalacji, w celu określenia poziomu emisji gazów cieplarnianych w okresie sprawozdawczym, wykorzystując poniższy wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{wejście} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) \times \text{współczynnik konwersji CO}_2/\text{C}$$

gdzie:

- **wsad [t C]:** cały węgiel wprowadzany w granice instalacji,
- **produkty [t C]:** cały węgiel w produktach i materiałach, włącznie z produktami ubocznymi, opuszczający granice instalacji,
- **eksport [t C]:** węgiel wyprowadzany z granic instalacji, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub ubytek węgla powodowany stratami. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery,
- **zmiany w zapasach [t C]:** zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

A zatem wzór wygląda następująco:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wejście}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{wejście}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{produkty}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{produkty}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany zapasów}} \times \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany zapasów}})) \times 3,664$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Operator instalacji analizuje i umieszcza w sprawozdaniu 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), operator instalacji może określić i zastosować w obliczeniu bilansu masowego zawartość węgla odniesioną do zawartości energii [t C/TJ] odpowiedniego przepływu masowego.

Poziom dokładności 1

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

Poziom dokładności 2

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5\%$.

Poziom dokładności 3:

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom dokładności 4

Dane dotyczące działalności w okresie sprawozdawczym podaje się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5\%$.

b) **Zawartość węgla**

Poziom dokładności 1

Zawartość węgla w strumieniach wchodzących i wychodzących z instalacji wyprowadza się ze standardowych wskaźników emisji dla paliw i materiałów wymienionych w sekcji 11 załącznika I lub załącznikach IV–X. Zawartość węgla wyprowadza się w następujący sposób:

$$\text{Zawartość C [t/t lub TJ]} = \frac{\text{Wskaźnik emisji [t CO}_2 / \text{t lub TJ]}}{3,664 [\text{t CO}_2 / \text{t C}]}$$

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa lub materiału zawartość węgla właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym, przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Zawartość węgla źródła lub strumienia materiałów wsadowych wyprowadza się według przepisów sekcji 13 załącznika I, w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych, określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

Zawartość węgla w produktach i półproduktach można określać na podstawie rocznych analiz prowadzonych według przepisów sekcji 13 załącznika I lub wyprowadzać ją ze średkowych wartości przedziału zmienności wyszczególnionych w odpowiednich normach międzynarodowych lub krajowych.

2.1.2. *EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA*

Procesy spalania odbywające się w instalacjach do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, w których nie używa się paliw (np. koksu, węgla i gazu ziemnego) jako środków redukujących lub paliw, które nie powstają w reakcjach metalurgicznych, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

2.1.3. *EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH*

Instalacje do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, normalnie cechują się określoną kolejnością urządzeń (np. wielki piec, konwertor tlenowy), natomiast urządzenia te często mają techniczne powiązania z innymi instalacjami (np. piecem koksowniczym, spiekalnią, instalacją zasilania). W tych instalacjach pewna liczba różnych paliw stosowana jest jako reduktory. Zazwyczaj instalacje te wytwarzają także gazy o różnym składzie, pochodzące z procesu technologicznego (takie jak gaz koksowniczy (COG), gaz wielkopieczowy (BFG), gaz konwertorowy (BOFG)).

Całkowitą wielkość emisji CO₂ pochodzących z instalacji do produkcji surówki i stali oblicza się w następujący sposób:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WEJŚCIE}} \times \text{wskaźnik emisji}_{\text{WEJŚCIE}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJŚCIE}} \times \text{wskaźnik emisji}_{\text{WYJŚCIE}})$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**a1) **Stosowne przepływy masy***Poziom dokładności 1*

Przepływ masy do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

Poziom dokładności 2

Przepływ masy do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0\%$.

Poziom dokładności 3

Przepływ masy do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom dokładności 4

Przepływ masy do i z instalacji w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5\%$.

a2) **Wartość opałowa (w stosownych przypadkach)***Poziom dokładności 1*

Stosuje się wskaźniki referencyjne dla każdego paliwa wymienione w sekcji 11 załącznika I.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego typu paliwa wartości opałowe właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego ostatnim krajowym wykazie, przekazany do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Wartość opałową reprezentatywną dla każdej partii paliwa w instalacji mierzy operator instalacji, laboratorium (zewnętrzne), z którym zawarto umowę, lub dostawca paliwa, zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

b) **Wskaźnik emisji**

Wskaźnik emisji dla danych dotyczących działalności odnosi się do ilości węgla niepowodującego emisji CO₂ na wyjściu procesu, który – w celu poprawy porównywalności – został wyrażony jako t CO₂/t wszystkich materiałów i paliw na wyjściu.

Poziom dokładności 1

Wskaźniki referencyjne dla materiału wsadowego i wyjściowego podane są poniżej w tabelach 1 i 2 oraz w sekcji 11 załącznika I.

Tabela 1

Referencyjne wskaźniki emisji ⁽¹⁾

Wskaźnik emisji	Wartość	Jednostka	Źródło wskaźnika emisji
CaCO ₃	0,440	t CO ₂ /t CaCO ₃	Współczynnik stechiometryczny
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477	t CO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Współczynnik stechiometryczny
FeCO ₃	0,380	t CO ₂ /t FeCO ₃	Współczynnik stechiometryczny
Żelazo z bezpośredniej redukcji rud (żelazo DRI)	0,07	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Elektrody węglowe z pieców łukowych (EAF)	3,00	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Węgiel wsadowy w piecach łukowych (EAF)	3,04	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Żelazo gąbczaste, brykietowane na gorąco	0,07	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Gaz konwertorowy	1,28	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Koks ponaftowy	3,19	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Zakupiona surówka	0,15	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Złom żeliwny	0,15	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Stal	0,04	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa wskaźniki emisji właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym, przekazany do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Stosuje się konkretne wskaźniki emisji (t CO₂/t_{WYJŚCIE} lub t_{WYJŚCIE}) dla materiałów wsadowych i wyjściowych, opracowane zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

2.2. **POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I i XII.

⁽¹⁾ Patrz: Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, 2006 r. Wartości oparte na wytycznych wywodzą się ze współczynników wyrażonych w C/t, pomnożonych przez współczynnik konwersji CO₂/C wynoszący 3,664.

ZAŁĄCZNIK VII

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji klinkieru cementowego wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Brak szczegółowych treści dotyczących zakresu.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

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

- kalcynacja wapienia znajdującego się w surowcach,
- konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania,
- alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach i surowcach,
- paliwa do wypalania z biomasy (w tym odpady biomasy),
- paliwa niestosowane do wypalania,
- zawartość węgla organicznego w wapieniu i łupkach,
- surowce używane do oczyszczania gazów odlotowych.

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂**2.1.1. EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA**

Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw (np. węgla, koksu ponaftowego, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szerokiego zakresu paliw z odpadów), odbywające się w instalacjach do produkcji klinkieru cementowego, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie załącznikiem II.

2.1.2. EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

Związane z procesem technologicznym emisje CO₂ pochodzą z kalcynacji węglanów w surowcach używanych do produkcji klinkieru (2.1.2.1), z częściowej lub całkowitej kalcynacji pyłów z pieca do wypalania cementu lub pyłów z filtrów obejściowych usuwanych z procesu (2.1.2.2), w pewnych przypadkach z zawartości węgla niewęglanowego w surowcach (2.1.2.3).

2.1.2.1. CO₂ pochodzący z produkcji klinkieru

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

Metoda obliczania A – „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 sekcji 2.1.2.2, w przypadku kiedy CKD i obejściowy pył odpadowy opuszczają układ pieca. Metoda ta nie obejmuje węgla niezawartego w węglanach, a zatem przepisy sekcji 2.1.2.3 nie mają zastosowania.

CO₂ oblicza się według następującego wzoru:

$$\text{emisje CO}_{2\text{klinkier}} = \sum \{ \text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

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

Poziom dokładności 1

Ilość netto odnośnego wsadu do pieca [t] zużytą w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

Poziom dokładności 2

Ilość netto odnośnego wsadu do pieca [t] zużytą w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0\%$.

Poziom dokładności 3

Ilość netto odnośnego wsadu do pieca [t] zużytą w okresie sprawozdawczym określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji**

Wskaźnik emisji oblicza się i zamieszcza w sprawozdaniu w jednostkach masy CO₂ uwalnianego na tonę każdego odnośnego wsadu do pieca. Do przeliczenia danych dotyczących składu na wskaźniki emisji należy stosować współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli 1 poniżej.

Poziom dokładności 1

Określenia ilości odnośnych węglanów, wliczając w to CaCO₃ i MgCO₃, w każdym z odnośnych wsadów do pieca dokonuje się zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I. Można to osiągnąć, stosując metodę termograwimetryczną.

Tabela 1

Współczynniki stechiometryczne

Substancja	Współczynniki stechiometryczne
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]
FeCO ₃	0,380 [t CO ₂ /t FeCO ₃]
C	3,664 [t CO ₂ /t 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. Operator instalacji może 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 przepisami sekcji 13 załącznika I.

Metoda obliczania B – „Ilość wyprodukowanego klinkieru”

Ta metoda obliczeń oparta jest na ilości wyprodukowanego klinkieru. CO₂ oblicza się według następującego wzoru:

$$\text{emisje CO}_{2\text{klinkier}} = \text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji}$$

Należy uwzględnić CO₂ uwolniony z procesu kalcynacji pyłu cementowego i obejściowego pyłu odpadowego dla instalacji, w których pyły te opuszczają układ pieca (patrz: 2.1.2.2) wraz z potencjalnymi emisjami węgla niewęglanowego w mączce surowcowej (patrz: 2.1.2.3). Wielkość emisji z produkcji klinkieru oraz z pyłów cementowych i odpadowych pyłów obejściowych i z węgla niewęglanowego w materiałach wsadowych oblicza się oddzielnie i dodaje do całkowitej wielkości emisji:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ cały proces [t]} = \text{emisje CO}_2 \text{ klinkier [t]} + \text{emisje CO}_2 \text{ pył [t]} + \text{emisje CO}_2 \text{ węgiel niewęglanowy}$$

EMISJE ZWIĄZANE Z PRODUKCJĄ KLINKIERU

a) **Dane dotyczące działalności**

Produkcję klinkieru [t] w okresie sprawozdawczym określa się:

- przez bezpośrednie ważenie klinkieru, albo
- na podstawie wielkości dostaw cementu z wykorzystaniem poniższego wzoru (bilans materiałowy uwzględniający klinkier wysłany, klinkier dostarczony, jak również zmienność stanu zapasów klinkieru):

$$\text{klinkier wyprodukowany [t]} = ((\text{cement dostarczony [t]} - \text{zmienność stanu zapasów cementu [t]}) \times \text{stosunek klinkier/cement [t klinkieru/t cementu]}) - (\text{klinkier dostarczony [t]} + \text{klinkier wysłany [t]}) - \text{zmiana stanu zapasów klinkieru [t]}$$

Stosunek cement/klinkier wyprowadza się dla każdego z różnych produktów cementowych na podstawie przepisów sekcji 13 załącznika I 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.

Poziom dokładności 1

Ilość klinkieru wyprodukowanego [t] w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 5,0 %.

Poziom dokładności 2

Ilość klinkieru wyprodukowanego [t] w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 2,5 %.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Wskaźnik emisji: 0,525 t CO₂/t klinkieru.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji stosuje wskaźnik emisji właściwy dla danego kraju, zgłoszony przez odpowiednie państwo członkowskie w jego najnowszym wykazie krajowym, przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Ilość CaO i MgO w produkcie ustala się zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

W celu przekształcenia danych dotyczących składu we wskaźniki emisji należy zastosować współczynniki stechiometryczne wskazane w tabeli 2, zakładając, że całość CaO i MgO pochodziła z odpowiednich węglanów.

Tabela 2

Współczynniki stechiometryczne

Tlenek	Współczynniki stechiometryczne [t CO ₂]/[t tlenku ziem alkalicznych]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Współczynnik konwersji**

Poziom dokładności 1

Ilość (niewęglanowego) CaO i MgO w surowcach zakłada się zachowawczo jako 0, tj. przyjmując, iż całość CaO i MgO w produkcji pochodziła z węglanowych surowców, co odzwierciedla wartość współczynników konwersji wynosząca 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 przepisami sekcji 13 załącznika I. Można to osiągnąć, stosując metodę termogravimetryczną.

2.1.2.2. EMISJE ZWIĄZANE ZE ZRZUCANYMI 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. Wielkość emisji oblicza się w następujący sposób:

$$\text{emisje CO}_2_{\text{pył}} = \text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Poziom dokładności 1

Ilość [t] pyłu CKD lub pyłu obejściowego (w stosownym przypadku) opuszczająca układ pieca w okresie sprawozdawczym, oszacowana zgodnie z wytycznymi dotyczącymi najlepszych praktyk w tej branży.

Poziom dokładności 2

Ilość [t] pyłu CKD lub pyłu obejściowego (w stosownym przypadku) opuszczająca układ pieca w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Należy zastosować wartość referencyjną 0,525 t CO₂ na tonę klinkieru również do CKD lub pyłu obejściowego opuszczającego układ pieca.

Poziom dokładności 2

Wskaźnik emisji [t CO₂/t] dla 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 przepisami sekcji 13 załącznika I.

Stosunek pomiędzy stopniem kalcynacji CKD a emisją CO₂ na tonę CKD jest nieliniowy. Przybliża się go na podstawie następującego wzoru:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{Cl_i}}{1 + EF_{Cl_i}} \times d}{1 - \frac{EF_{Cl_i}}{1 + EF_{Cl_i}} \times d}$$

gdzie:

EF_{CKD} = wskaźnik emisji z częściowo wyprażonych pyłów z pieca cementowego [t CO₂/t CKD]
 EF_{Cl_i} = określony wskaźnik emisji z instalacji do klinkieru [CO₂/t klinkieru],
 d = stopień kalcynacji CKD (uwolniony CO₂ jako % całkowitej ilości CO₂ z węglanów w mieszaninie surowców)

2.1.2.3. EMISJE Z NIEWĘGLANOWEGO WĘGLA W MĄCZCE SUROWCOWEJ

Emisje z niewęglanowego węgla w wapieniu, łupkach lub alternatywnych surowcach (np. popiół lotny) stosowanych w mączce surowcowej w piecu określa się według poniższego wzoru:

emisje CO_{2-surowiec węglanowy} = dane dotyczące działalności × wskaźnik emisji × współczynnik konwersji

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Poziom dokładności 1

Ilość odnośnego surowca [t] zużytego w okresie sprawozdawczym, wyprowadzona z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 15 %.

Poziom dokładności 2

Ilość odnośnego surowca [t] zużytego w okresie sprawozdawczym, wyprowadzona z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 7,5 %.

b) **Wskaźnik emisji**

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 przepisami sekcji 13 załącznika I.

c) **Współczynnik konwersji**

Poziom dokładności 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Poziom dokładności 2:

Współczynnik konwersji oblicza się, stosując najlepsze praktyki w tej branży.

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

ZAŁĄCZNIK VIII

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wapna wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Brak szczegółowych treści dotyczących zakresu.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji wapna, emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynacja wapienia i dolomitu znajdujących się w surowcach,
- konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania,
- alternatywne paliwa do wypalania bazujące na kopalinach i surowcach,
- paliwa do wypalania z biomasy (w tym odpady biomasy),
- inne paliwa.

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

2.1.1. EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA

Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw (np. węgla, koksu ponafetowego, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szeroki zakres paliw odpadowych), odbywające się w instalacjach do produkcji wapna, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie załącznikiem II.

2.1.2. EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

Odnośne emisje powstają podczas prażenia oraz w wyniku utleniania węgla organicznego w surowcach. W czasie prażenia w piecu z surowców uwalniany jest CO₂ zawarty w węglanach. Emisja CO₂ z procesu wyprażenia wiąże się bezpośrednio z produkcją wapna. Na poziomie instalacji wielkość CO₂ z wyprażenia można obliczać na dwa sposoby: w oparciu o ilości węglanów wapnia i magnezu z surowców (głównie wapień i dolomit) przetworzonych w procesie technologicznym (metoda obliczania A) lub w oparciu o ilość tlenków alkalicznych w produkowanym wapnie (metoda obliczania B). Metody te uznaje się za równoważne i operator instalacji może je wzajemnie stosować do walidacji wyników drugiej metody.

Metoda obliczania A – Węglany

Obliczanie opiera się na ilości węglanu wapnia i węglanu magnezu w zużytych surowcach. Stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2[\text{t CO}_2] = \sum \left\{ \text{dane dotyczące działalności}_{\text{WEJŚCIE}} \times \text{wskaźnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \right\}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Wymagania stosują się 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 zawracanymi do procesu lub materiałami obejściowymi.

Poziom dokładności 1

Operator instalacji określa ilość odnośnego wsadu do pieca [t] zużytego w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 7,5 %.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji określa ilość odnośnego wsadu do pieca [t] zużytego w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 5,0 %.

Poziom dokładności 3

Operator instalacji określa ilość odnośnego wsadu do pieca [t] zużytą w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Wskaźniki emisji oblicza się i umieszcza w sprawozdaniach w jednostkach masy uwolnionego CO₂ na tonę każdego odnośnego wsadu do pieca, przy założeniu pełnego przetworzenia. Do przeliczenia danych dotyczących składu na wskaźniki emisji należy stosować współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli 1 poniżej.

Określenie ilości CaCO₃, MgCO₃ i węgla organicznego (tam gdzie jest to istotne) w każdym z odnośnych wsadów do pieca przeprowadza się zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

Tabela 1

Współczynniki stechiometryczne

Substancja	Współczynniki stechiometryczne
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]

c) **Współczynnik konwersji**

Poziom dokładności 1

Węglały opuszczające piec szacuje się zachowawczo jako zero, tj. z założeniem całkowitej kalcynacji, zaś współczynnik konwersji wynosi 1.

Poziom dokładności 2

Węglały opuszczające piec w wapnie uwzględnia się poprzez współczynnik konwersji o wartości pomiędzy 0 a 1. Operator instalacji może 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 przepisami sekcji 13 załącznika I.

Metoda obliczania B – Tlenki metali ziem alkalicznych

Emisje CO₂ powstają przy kalcynacji węglanów i oblicza się je na podstawie ilości CaO i MgO w wyprodukowanym wapnie. Przez zastosowanie współczynników konwersji należy odpowiednio uwzględnić już wyprażone Ca i Mg wchodzące do pieca, na przykład jako składnik popiołów lotnych lub paliw i surowców z odpowiednią zawartością CaO lub Mg. Należy odpowiednio uwzględnić pył wapna opuszczający układ pieca do prażenia.

Emisje z węglanów

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \sum \left\{ \text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJSCIE}} \times \text{wskaźnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \right\}$$

a) **Dane dotyczące działalności**

Poziom dokładności 1

Operator instalacji określa ilość wapna [t] wyprodukowaną w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0\%$.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji określa ilość wapna [t] wyprodukowaną w okresie sprawozdawczym z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

b) **Wskaźniki emisji**

Poziom dokładności 1

Ilość CaO i MgO w produkcie określa się zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

Do konwersji danych dotyczących składu na wskaźniki emisji należy stosować współczynniki stechiometryczne wskazane w tabeli 2, zakładając, że cała ilość CaO i MgO powstała z odpowiednich węglanów.

Tabela 2

Współczynniki stechiometryczne

Tlenek	Współczynniki stechiometryczne [t CO ₂]/[t tlenku metalu ziem alkalicznych]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Współczynnik konwersji**

Poziom dokładności 1

CaO i MgO w surowcach zakłada się zachowawczo jako zero, tj. przyjmując, iż całość CaO i MgO w produkcie pochodziła z węglanowych surowców, co odzwierciedla wartość współczynników konwersji wynosząca 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 przepisami sekcji 13 załącznika I.

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

ZAŁĄCZNIK IX

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji szkła wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Jeżeli w danej instalacji dokonuje się oczyszczania gazów odlotowych, a wielkości powstałych w wyniku tego procesu emisji nie oblicza się w ramach emisji z procesów technologicznych w tej instalacji, wówczas oblicza się je zgodnie z załącznikiem II.

Niniejszy załącznik stosuje się również do instalacji do produkcji szkła wodnego i wełny skalnej.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji szkła emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł lub strumieni materiałów wsadowych:

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

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂**2.1.1. EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA**

Procesy spalania, które występują w instalacjach do produkcji szkła podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

2.1.2. EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

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

CO₂ z węglanów zawartych w surowcach, uwolniony w czasie topienia w piecu, jest bezpośrednio związany z produkcją szkła i można go obliczać na podstawie przetworzonej ilości węglanów z surowców – głównie z sody, wapna/wapienia, dolomitu i innych węglanów alkalicznych oraz węglanów ziem alkalicznych, uzupełnionych szkłem z odzysku (stłuczka).

Obliczanie opiera się na ilości zużytych węglanów. Stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \sum\{\text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji}\} + \sum\{\text{dodatek} \times \text{wskaźnik emisji}\}$$

gdzie:

a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności to ilość [t] surowców węglanowych lub dodatków związanych z emisjami CO₂, dostarczanych (takich jak dolomit, wapień, soda i inne węglany) i przetworzonych do produkcji szkła w instalacji, w okresie sprawozdawczym.

Poziom dokładności 1

Operator instalacji lub jego dostawca określają całkowitą masę [t] surowców węglanowych lub dodatków zawierających węgiel, zużytą w okresie sprawozdawczym, w podziale na poszczególne surowce, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom dokładności 2

Operator instalacji lub jego dostawca określają całkowitą masę [t] surowców węglanowych lub dodatków zawierających węgiel, zużytą w okresie sprawozdawczym, w podziale na poszczególne surowce, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji****Węglany**

Wskaźniki emisji oblicza się i umieszcza w sprawozdaniach w jednostkach masy uwolnionego CO₂ na tonę każdego surowca węglanowego. Do przeliczenia danych dotyczących składu na wskaźniki emisji należy stosować współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli 1 poniżej.

Poziom dokładności 1

Czystość odnośnych materiałów wsadowych określa się poprzez zastosowanie najlepszych praktyk w branży przemysłowej. Wyprowadzone wartości są dostosowywane 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 zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

Tabela 1

Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglan	Wskaźnik emisji [t CO ₂ /t węglanu]	Uwagi
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
Na ₂ CO ₃	0,415	
BaCO ₃	0,223	
Li ₂ CO ₃	0,596	
K ₂ CO ₃	0,318	
SrCO ₃	0,298	
NaHCO ₃	0,524	
Ogólnie: X _Y (CO ₃) _Z	Wskaźnik emisji = $[M_{CO_2}] / \{Y \times [M_X] + Z \times [M_{CO_3^{2-}}]\}$	X = metal alkaliczny lub ziem alkalicznych M _x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = masa cząsteczkowa CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla CO ₃ ²⁻ = 1

2.2. **POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

ZAŁĄCZNIK X

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Brak szczegółowych treści dotyczących zakresu.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

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

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

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂**2.1.1. EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA**

Procesy spalania, które mają miejsce w instalacjach do produkcji wyrobów ceramicznych podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie załącznikiem II

2.1.2. EMISJE 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. Emisje z rozkładu węglanów i utleniania materiału organicznego w piecu, a także z oczyszczania gazów spalinowych należy dodać do emisji pochodzących z danej instalacji. Emisje te dodaje się do całkowitej wielkości emisji, ale w miarę możliwości zgłasza oddzielnie. Do obliczania stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ całkowite [t]} = \text{emisje CO}_2 \text{ materiał wsadowy [t]} + \text{emisje CO}_2 \text{ oczyszczanie gazów spalinowych [t]}$$

2.1.2.1. CO₂ Z MATERIAŁÓW WSADOWYCH

CO₂ pochodzący 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 obliczania A*) albo stosując metodykę opartą na tlenkach metali ziem alkalicznych zawartych w wyprodukowanej ceramice (*metoda obliczania B*). 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.

Metoda obliczania A – Wsady węgla

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, skałen, kaolin i talk mineralny zazwyczaj nie stanowią znaczących źródeł węgla.

Dane dotyczące działalności, wskaźnik emisji i współczynnik konwersji odnoszą się do zwykłego stanu tego materiału, najlepiej stanu suchego.

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{ \text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Wymagania te stosują się oddzielnie do każdego z odnośnych 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 [t] zużytego podczas okresu sprawozdawczego (pomniejszoną o straty) określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,0\%$.

Poziom dokładności 2

Ilość każdego odpowiedniego surowca lub dodatku [t] zużytego podczas okresu sprawozdawczego (pomniejszoną o straty) określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0\%$.

Poziom dokładności 3

Ilość każdego odpowiedniego surowca lub dodatku [t] zużytego podczas okresu sprawozdawczego (pomniejszoną o straty) określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji**

Można zastosować jeden zagregowany wskaźnik emisji, 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 należy zastosować współczynniki stechiometryczne przedstawione w tabeli 1 poniżej. Frakcje biomasy w dodatkach, które nie kwalifikują się jako czysta biomasa, należy określać zgodnie z przepisami sekcji 1.3.4 załącznika I.

Tabela 1

Współczynniki stechiometryczne

Węglan	Współczynniki stechiometryczne	
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]	
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]	
BaCO ₃	0,223 [t CO ₂ /t BaCO ₃]	
Ogólnie: X _Y (CO ₃) _Z	Wskaźnik emisji = $[M_{CO_2}] / \{ Y \times [M_X] + Z \times [M_{CO_3^{2-}}] \}$	X = metal alkaliczny lub ziem alkalicznych M _X = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = masa cząsteczkowa CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla CO ₃ ²⁻ = 1

Poziom dokładności 1

Do określania wskaźnika emisji stosuje się zachowawczą wartość 0,2 ton CaCO₃ (odpowiadającą 0,08794 ton CO₂) na tonę suchej gliny, zamiast wyników analiz.

Poziom dokładności 2

Wskaźnik emisji 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 zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

c) Współczynnik konwersji*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 zgodnie z przepisami sekcji 13 załącznika I.

Metoda obliczania B – Tlenki metali ziem alkalicznych

Emisje CO₂ powstałe przy wypalaniu oblicza się na podstawie ilości wyprodukowanej ceramiki oraz CaO, MgO i innych tlenków (ziem) alkalicznych zawartych w ceramice (dane dotyczące działalności_{WYJŚCIE}). Wskaźnik emisji koryguje się w celu uwzględnienia już wypalonych Ca, Mg oraz zawartości innych pierwiastków ziem alkalicznych/alkalicznych składników wprowadzonych do pieca (dane dotyczące działalności_{WEJŚCIE}), np. alternatywnych paliw i surowców z odpowiednią zawartością CaO lub MgO. Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma \{ \text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \}$$

gdzie:

a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności 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 okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5$ %.

Poziom dokładności 2

Masę produktu w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 5,0$ %.

Poziom dokładności 3

Masę produktu w okresie sprawozdawczym wyprowadza się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5$ %.

b) Wskaźnik emisji

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

Tabela 2

Współczynniki stechiometryczne

Tlenek	Współczynniki stechiometryczne	Uwagi
CaO	0,785 [tony CO ₂ na tonę tlenku]	
MgO	1,092 [tony CO ₂ na tonę tlenku]	
BaO	0,287 [tony CO ₂ na tonę tlenku]	
Ogólnie X _Y (O) _Z	Wskaźnik emisji = $[M_{CO_2}] / \{Y \times [M_x] + Z \times [M_o]\}$	X = metal alkaliczny lub ziem alkalicznych M _x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _O = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla O = 1

Poziom dokładności 1

Do określania wskaźnika emisji stosuje się zachowawczą wartość 0,123 ton CaO (odpowiadającą 0,09642 ton CO₂) na tonę produktu, zamiast wyników analiz.

Poziom dokładności 2

Wskaźnik emisji 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 przepisami sekcji 13 załącznika I.

c) **Współczynnik konwersji***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

Odnośne 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 przepisami sekcji 13 załącznika I.

2.1.2.2. CO₂ POWSTAJĄCY PRZY OGRANICZANIU ZANIECZYSZCZEŃ I INNYCH PROCESACH OCZYSZCZANIA GAZÓW SPALINOWYCH

CO₂ z wapienia wykorzystywanego do ograniczania zanieczyszczeń i w innych procesach oczyszczania gazów spalinowych oblicza się na podstawie ilości wsadu CaCO₃. Należy unikać podwójnego liczenia, wynikającego z zastosowania wapienia recyklowanego jako surowiec w tej samej instalacji.

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \text{dane dotyczące działalności} \times \text{wskaźnik emisji}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Poziom dokładności 1

Ilość [t] suchego CaCO_3 zużytego w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie przez operatora lub jego dostawców, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 7,5$.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Współczynniki stechiometryczne CaCO_3 , jak podano w tabeli 1.

2.2. **POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO_2**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

ZAŁĄCZNIK XI

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji celulozy i papieru, wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwe organy, jeżeli dana instalacja wyprowadza CO₂ pochodzący z paliwa kopalnego, na przykład do przyległej instalacji produkującej wytrącony węgiel wapnia (PCC), ilości tych nie wlicza się do emisji z instalacji.

Jeżeli w danej instalacji dokonuje się oczyszczania gazu odlotowego, a powstałych w wyniku tego procesu emisji nie oblicza się w ramach emisji z procesów technologicznych w tej instalacji, wówczas oblicza się je zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Do procesów i urządzeń produkujących celulozę i papier, z których najprawdopodobniej uwalniany jest CO₂, należą:

- kotły energetyczne, turbiny gazowe i inne urządzenia służące do procesów spalania, wytwarzające parę lub energię dla papierni,
- kotły regeneracyjne i inne urządzenia, w których spala się ługi powarzelne,
- piece do spopielania,
- piece do wypalania wapna i piece do kalcynacji,
- oczyszczanie gazów odlotowych,
- suszarnie zasilane gazem lub innym paliwem kopalnym (takie jak suszarki na podcierwień).

Oczyszczalnie ścieków i wysypiska, w tym oczyszczalnie ścieków stosujące beztlenową fermentację ścieków lub fermentację osadu oraz wysypiska wykorzystywane do utylizacji odpadów z młynów, nie są zamieszczone w wykazie w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE. Wskutek tego ich emisje nie podlegają zakresowi dyrektywy 2003/87/WE.

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂**2.1.1. EMISJE Z PROCESÓW SPALANIA**

Emisje pochodzące z procesów spalania zachodzących w instalacjach zakładów produkcji celulozy i papieru podlegają monitorowaniu zgodnie z przepisami załącznika II.

2.1.2. EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

Emisje są spowodowane użyciem węglanów jako dodatkowych związków chemicznych w fabrykach celulozy. Mimo że straty sodu i wapnia powstające w systemie odzyskiwania i w obrębie procesu kaustyzacji są z reguły rekompensowane przez użycie środków chemicznych niezawierających węglanów, czasami używa się niewielkich ilości węglanu wapnia (CaCO₃) i węglanu sodu (Na₂CO₃), powodujących emisje CO₂. Węgiel zawarty w tych związkach chemicznych jest zazwyczaj pochodzenia kopalnego, chociaż w niektórych przypadkach (np. Na₂CO₃ kupowany od zakładów stosujących procesy półchemiczne na bazie sodu) może być uzyskany z biomasy.

Przyjmuje się, że węgiel zawarty w tych związkach chemicznych emitowany jest w postaci CO₂ z pieców do wypalania wapna i kotłów regeneracyjnych. Wielkość tych emisji określa się, zakładając, że cały węgiel zawarty w CaCO₃ i Na₂CO₃, użyty w procesach odzyskiwania i kaustyzacji, uwalniany 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 następująco:

$$\text{emisje CO}_2 = \sum \{(\text{dane dotyczące działalności}_{\text{węglany}} \times \text{wskaźnik emisji})\}$$

gdzie:

a) **Dane dotyczące działalności**

Dane dotyczące działalności_{węglany} oznaczają ilości CaCO_3 i Na_2CO_3 zużyte w procesie.

Poziom dokładności 1

Ilości [t] CaCO_3 i Na_2CO_3 zastosowane w procesie, określone przez operatora instalacji lub jego dostawców z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom dokładności 2

Ilości [t] CaCO_3 i Na_2CO_3 zastosowane w procesie, określone przez operatora instalacji lub jego dostawców z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż $\pm 1,5\%$.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Współczynniki stechiometryczne $[\text{t CO}_2/\text{t CaCO}_3]$ i $[\text{t CO}_2/\text{t Na}_2\text{CO}_3]$ dla węglanów nie pochodzących z biomasy przedstawiono w tabeli 1. Węglany pochodzące z biomasy waży się wskaźnikiem emisji wynoszącym 0 $[\text{t CO}_2/\text{t węglanu}]$.

Tabela 1

Stechiometryczne wskaźniki emisji

Rodzaj i pochodzenie węglanu	Wskaźnik emisji [t CO ₂ /t węglanu]
CaCO ₃ jako związek uzupełniany w fabrykach celulozy	0,440
Na ₂ CO ₃ jako związek uzupełniany w fabrykach celulozy	0,415

Wartości te dostosowuje się do wilgotności i zawartości skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

ZAŁĄCZNIK XII

Wytyczne dotyczące określania wielkości emisji gazów cieplarnianych przy pomocy systemów ciągłych pomiarów emisji**1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Przepisy niniejszego załącznika dotyczą emisji gazów cieplarnianych z kategorii działalności objętych dyrektywą 2003/87/WE. Emisje CO₂ mogą powstawać w kilku różnych źródłach w obrębie instalacji.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH*Poziom dokładności 1*

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż ± 10 %.

Poziom dokładności 2

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż ± 7,5 %.

Poziom dokładności 3

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż ± 5 %.

Poziom dokładności 4

Dla każdego źródła emisji osiągnięta zostaje całkowita dopuszczalna niepewność dla ogólnej wielkości emisji w okresie sprawozdawczym mniejsza niż ± 2,5 %.

Koncepcja ogólna

Całkowite emisje gazu cieplarnianego (GC) ze źródła emisji w okresie sprawozdawczym określa się za pomocą poniższego wzoru. Wyznaczające parametry wzoru muszą być zgodne z przepisami sekcji 6 załącznika I. W przypadku występowania kilku źródeł emisji, które nie mogą być zmierzone jako jedno, pomiarów emisji z tych źródeł należy dokonać osobno, a następnie zsumować wyniki, by uzyskać całkowite emisje konkretnego gazu w okresie sprawozdawczym w całej instalacji.

$$\text{GHG}_{\text{og. rocznie}} [\text{t}] = \sum_{i=1}^{\text{godziny_pracy_na_rok}} \text{Stęż. GC w gazach spalinowych} \times \text{przepływu gazu Spalinowego}_i$$

gdzie:

Stężenie GC

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

Przepływ gazów spalinowych

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.

Konkretna metoda obliczeń podlega zatwierdzeniu przez właściwe organy w ramach oceny planu monitorowania i zawartej w nim metodyki.

METODA B

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