

Dokument ten służy wyłącznie do celów dokumentacyjnych i instytucje nie ponoszą żadnej odpowiedzialności za jego zawartość

► **B**

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)

(Dz.U. L 229 z 31.8.2007, str. 1)

zmieniona przez:

Dziennik Urzędowy

		nr	strona	data
► <u>M1</u>	Decyzja Komisji 2009/73/WE z dnia 17 grudnia 2008 r.	L 24	18	28.1.2009
► <u>M2</u>	Decyzja Komisji 2009/339/WE z dnia 16 kwietnia 2009 r.	L 103	10	23.4.2009
► <u>M3</u>	Decyzja Komisji 2010/345/UE z dnia 8 czerwca 2010 r.	L 155	34	22.6.2010

**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.

⁽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.

▼B

- (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 rozporządzeniem (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń i zmieniającym dyrektywę Rady 91/689/EWG i 96/61/WE ⁽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 powinni 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 emitatorów.
- (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.

⁽¹⁾ Dz.U. L 33 z 4.2.2006, str. 1.

▼B

- (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 ujednolicone 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.

▼B

- (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 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 DECYZJĘ:

▼M3*Artykuł 1*

Wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych w wyniku działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE oraz działań uwzględnionych zgodnie z art. 24 ust. 1 tej dyrektywy są wyszczególnione w załącznikach I–XIV i XVI–XVIII do niniejszej decyzji. Wytyczne dotyczące monitorowania danych na temat tonokilometrów w działalności lotniczej i sprawozdawczości w tym zakresie do zastosowań na podstawie art. 3e lub art. 3f dyrektywy 2003/87/WE są wyszczególnione w załączniku XV.

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

⁽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).

▼B

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.

▼ B*SPIS ZAŁĄCZNIKÓW*

Załącznik I	Ogólne wytyczne
Załącznik II	Wytyczne dotyczące emisji z procesów spalania w ramach kategorii działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik III	Wytyczne szczegółowe dotyczące rafinerii ropy naftowej wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik IV	Wytyczne szczegółowe dotyczące pieców koksowniczych wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik V	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji prażenia i spiekania rud metali wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
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
Załącznik VII	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji klinkieru cementowego wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik VIII	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wapna wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik IX	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji szkła wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik X	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik XI	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji celulozy i papieru, wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE

▼ M3

Załącznik XII	Wytyczne dotyczące określania wielkości emisji lub wielkości transferu gazów cieplarnianych przy pomocy systemów ciągłych pomiarów emisji
---------------	---

▼ M1

Załącznik XIII	Wytyczne szczegółowe dotyczące określania emisji podtlenku azotu (N ₂ O) z produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, gliksalu i kwasu gliksalowego
----------------	---

▼ M2

Załącznik XIV	Wytyczne dla konkretnych kategorii działalności służące określeniu emisji związanych z działalnością lotniczą wymienioną w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE
Załącznik XV	Wytyczne dla konkretnych kategorii działalności służące określeniu danych dotyczących tonokilometrów pochodzących z działalności lotniczej do celów wniosku przewidzianego w art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE

▼ M3

Załącznik XVI	Wytyczne dotyczące określania emisji gazów cieplarnianych pochodzących z wychwytywania CO ₂ , w podziale na kategorie działalności, w celu transportu i geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE ⁽¹⁾
---------------	--

⁽¹⁾ Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 114.

▼ M3

Załącznik XVII Wytyczne dotyczące określania emisji gazów cieplarnianych pochodzących z transportu CO₂ rurociągiem, w podziale na kategorie działalności, w celu geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE

Załącznik XVIII Wytyczne dotyczące geologicznego składowania CO₂ na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE w podziale na kategorie działalności

*ZAŁĄCZNIK I***OGÓLNE WYTYCZNE**

SPIS TREŚCI

1. Wprowadzenie
2. Definicje
3. Zasady monitorowania i sprawozdawczość
4. Monitorowanie emisji gazów cieplarnianych
 - 4.1. Zakresy
 - 4.2. Metody oparte na obliczeniach i pomiarach
 - 4.3. Plan monitorowania
5. Metody określania emisji CO₂ oparte na obliczeniach
 - 5.1. Wzory obliczeniowe
 - 5.2. Poziomy dokładności metod
 - 5.3. Metody rezerwowe dla instalacji stacjonarnych
 - 5.4. Dane dotyczące działalności, odnoszące się do instalacji stacjonarnych
 - 5.5. Wskaźniki emisji
 - 5.6. Współczynniki utleniania i konwersji
- 5.7. PRZENOSZONY CO₂
6. Metody oparte na pomiarach dla instalacji stacjonarnych
 - 6.1. Ogólnie
 - 6.2. Poziomy dokładności metod obliczeniowych
 - 6.3. Dalsze procedury i wymagania
7. Ocena niepewności
 - 7.1. Obliczenia
 - 7.2. Pomiary
8. Sprawozdawczość
9. Zachowywanie informacji
10. Kontrola i weryfikacja
 - 10.1. Gromadzenie i obróbka danych
 - 10.2. System kontroli
 - 10.3. Działania kontrolne
 - 10.3.1. Procedury i zakres obowiązków
 - 10.3.2. Zapewnienie jakości
 - 10.3.3. Przeglądy i walidacja danych
 - 10.3.4. Procesy zlecane na zewnątrz
 - 10.3.5. Korekty i działania naprawcze
 - 10.3.6. Zapisy i dokumentacja
 - 10.4. Weryfikacja
 - 10.4.1. Zasady ogólne
 - 10.4.2. Metodyka weryfikacji
11. Wskaźniki emisji
12. Wykaz materiałów uznawanych za biomasę neutralną pod względem CO₂
13. Określanie danych dla konkretnych kategorii działalności oraz ustalanie współczynników

▼B

- 13.1. Określanie wartości opałowych i wskaźników emisji dla paliw
- 13.2. Określanie współczynników utleniania dla konkretnych kategorii działalności
- 13.3. Określanie wskaźników emisji z procesów technologicznych, współczynników konwersji i danych dotyczących składu
- 13.4. Określanie frakcji biomasy
- 13.5. Wymagania w zakresie określania właściwości paliw i materiałów oraz ciągłych pomiarów emisji
 - 13.5.1. Korzystanie z akredytowanych laboratoriów
 - 13.5.2. Korzystanie z nieakredytowanych laboratoriów
 - 13.5.3. Analizatory gazów działające w trybie *on-line* i chromatografy gazowe
- 13.6. Metody pobierania próbek i częstotliwość analiz
- 14. Format sprawozdawczy
 - 14.1. Identyfikacja instalacji
 - 14.2. Przegląd kategorii działalności w instalacjach
 - 14.3. Emisje pochodzące z procesów spalania (Obliczenie)
 - 14.4. Emisje pochodzące z procesów technologicznych (Obliczenie)
 - 14.5. Metoda bilansu masowego
 - 14.6. Metoda obliczeniowa
 - 14.7. Sprawozdawczość w odniesieniu do emisji N₂O z zakładów produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, gliksalu i kwasu gliksalowego
- 15. Kategorie sprawozdawczości
 - 15.1. Format sprawozdawczy IPCC
- 15.2. Kodyfikacja kategorii źródłowych IPPC według rozporządzenia EPRT
- 16. Wymagania względem instalacji o niskim poziomie emisji

▼ B**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 ►M2 w ►M3 załącznikach II–XI i załącznikach XIII–XVIII ◀ ◀.

2. DEFINICJE**▼ M2**

Do celów niniejszego załącznika oraz ►M3 załączników II–XVIII ◀ stosuje się definicje zawarte w dyrektywie 2003/87/WE. Jednak do celów niniejszego załącznika „operator” oznacza operatora, o którym mowa w art. 3 lit. f) dyrektywy 2003/87/WE, a „operator statków powietrznych” oznacza operatora, o którym mowa w lit. o) tego artykułu.

▼ B

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;

▼ M2

- c) „źródło emisji” oznacza pewną możliwą do zidentyfikowania część (punkt lub proces) instalacji, z której emitowane są dane gazy cieplarniane, lub – w przypadku działalności lotniczej – pojedynczy statek powietrzny;

▼ B

- 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;

▼ M2

- e) „metodyka monitorowania” oznacza całość metod stosowanych przez operatora instalacji lub operatora statków powietrznych do ustalania wielkości emisji z danej instalacji lub działalności lotniczej;

▼ B

- f) „plan monitorowania” oznacza szczegółową, kompletną i przejrzystą dokumentację metodyki monitorowania konkretnej ►M2 instalacji lub operatora statków powietrznych ◀, w tym dokumentację z działalności w zakresie gromadzenia i obróbki danych, a także system kontroli poprawności danych;

▼ M2

- g) „poziom dokładności” oznacza konkretny element metodyki służący do określania danych na temat kategorii działalności, wskaźników emisji, rocznych emisji, średnich rocznych emisji na godzinę i współczynników utleniania lub konwersji oraz do określania ładunku handlowego;

▼ B

- h) „roczny” oznacza okres czasu obejmujący rok kalendarzowy od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia;

▼ M2

- i) „okres sprawozdawczy” oznacza jeden rok kalendarzowy, podczas którego emisje lub dane dotyczące tonokilometrów mają być objęte monitorowaniem i sprawozdawczością;

▼B

- 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 ►**M2** w przypadku działalności lotniczej okres rozliczeniowy oznacza okres, o którym mowa w art. 3c ust. 1 i 2 tej dyrektywy. ◀
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;

▼M2

- h) „znormalizowane paliwo handlowe” oznacza paliwa handlowe znormalizowane w skali międzynarodowej, wykazujące 95 % poziom ufności nieprzekraczający ± 1 % w zakresie ich podanej wartości opałowej, w tym olej napędowy, lekki olej opałowy, benzyna, nafta, kerozyna, etan, propan, butan, naftowe paliwo lotnicze (Jet A1 lub Jet A), paliwo do silników odrzutowych (Jet B) i benzyna lotnicza (AvGas).

▼B

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;

▼ B

- 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 komina; definicja ta nie obejmuje metod pomiarowych polegających na pobieraniu pojedynczych próbek z komina;
- i) „warunki standardowe” oznacza temperaturę wynoszącą 273,15 K (tj. 0 °C) i ciśnienie wynoszące 101 325 Pa, określające normalny metr sześcienny (Nm³);

▼ M3

- j) „punkt pomiarowy” oznacza źródło emisji, w przypadku którego do pomiaru emisji używa się systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS), lub przekrój systemu rurociągów, dla którego ustala się przepływ CO₂ przy użyciu systemów ciągłych pomiarów.

▼ B

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. ► **M2** W przypadku instalacji lub operatorów statków powietrznych nieposiadających jeszcze tego rodzaju danych historycznych jako poziom odniesienia stosuje się dane z reprezentatywnych instalacji, w których prowadzi się takie same lub porównywalne działalności lub dane od operatorów statków powietrznych, którzy je prowadzą, 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;

▼ M2

- c) „strumienie materiałów wsadowych *de minimis*” oznaczają grupę pomniejszych strumieni materiałów wsadowych wybranych przez operatora instalacji i łącznie emitujących maksymalnie 1 kilotonę lub mniej 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 lub spowodowanych przez operatora statków powietrznych przed odjęciem przenoszonego CO₂, przy czym chodzi o wielkość większą w kategoriach bezwzględnych wielkości emisji;

▼ B

- d) „główne strumienie materiałów wsadowych” oznaczają grupę strumieni materiałów wsadowych, które nie należą do grupy „pomniejszych strumieni materiałów wsadowych”;

▼ M2

- 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 lub spowodowanych przez operatora statków powietrznych przed odjęciem przenoszonego CO₂, przy czym chodzi o wielkość większą w kategoriach bezwzględnych wielkości emisji;

▼ B

- 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 użytkowego i wszelkich strat energii w drodze promieniowania, przenoszenia 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 nieodłączone” oznacza podatność parametru w rocznym sprawozdaniu na temat emisji na poważne zafałszowania, 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 nieodłączonego, ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej i ryzyka niewykrycia;

▼ M2

- 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 lub operator statków powietrznych nie wykazują poważnych niezgodności;

▼ B

- 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;

▼ M2

- 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 lub operatora statków powietrznych są wolne od poważnych zafalszowań lub zafalszowania takie występują;
- h) „niezgodność” oznacza jakąkolwiek czynność lub pominięcie czynności w przypadku instalacji lub operatora statków powietrznych podlegających weryfikacji, zamierzone lub niezamierzone, które stoi w sprzeczności z planem monitorowania zatwierdzonym przez właściwe organy w zezwoleniu dla tej instalacji lub na mocy art. 3g dyrektywy 2003/87/WE;
- i) „istotna niezgodność” oznacza niezgodność z wymaganiami planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ w zezwoleniu dla instalacji lub na mocy art. 3g dyrektywy 2003/87/WE, która to niezgodność może prowadzić do innego traktowania instalacji lub operatora statków powietrznych przez właściwe organy;

▼ B

- j) „poważne zafalszowanie” oznacza zafalszowanie (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.

▼ M2

6. W odniesieniu do emisji i danych dotyczących tonokilometrów związanych z działalnością lotniczą stosuje się następujące definicje:
- a) „lotnisko odlotu” oznacza lotnisko, na którym rozpoczyna się lot stanowiący działalność lotniczą wymienioną w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;
- b) „lotnisko przylotu” oznacza lotnisko, na którym kończy się lot stanowiący działalność lotniczą wymienioną w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;
- c) „para lotnisk” oznacza parę stanowiącą przez lotnisko odlotu i lotnisko przylotu;

▼ **M2**

- d) „dokumenty masy i wyważenia samolotu” oznaczają dokumenty określone w aktach międzynarodowych lub krajowych wdrażających normy i zalecane praktyki (SARP), określone w załączniku 6 (Eksploatacja statków powietrznych) do Konwencji chicagowskiej⁽¹⁾, w tym określonych w rozporządzeniu Rady (EWG) nr 3922/91 (UE OPS), zmienionych rozporządzeniem Komisji (WE) nr 859/2008 z dnia 20 sierpnia 2008 r. w załączniku III części J, lub w równoważnych przepisach międzynarodowych;
- e) „pasażerowie” oznaczają osoby na pokładzie statku powietrznego w czasie lotu, z wyłączeniem członków załogi;
- f) „ładunek handlowy” oznacza łączną masę przewożonych ładunków, poczty, pasażerów i bagażu znajdujących się na pokładzie w czasie lotu;
- g) „odległość” oznacza długość ortodromy między lotniskiem odlotu a lotniskiem przylotu powiększoną o dodatkowy stały współczynnik wynoszący 95 km;
- h) „tonokilometr” oznacza tonę ładunku przewiezioną na odległość jednego kilometra.

▼ **M3**

7. W odniesieniu do emisji gazów cieplarnianych w wyniku wychwytywania, transportu i geologicznego składowania stosuje się następujące definicje:
 - a) „geologiczne składowanie CO₂” oznacza „geologiczne składowanie CO₂” w rozumieniu art. 3 pkt 1 dyrektywy 2009/31/WE;
 - b) „składowisko” oznacza „składowisko” w rozumieniu art. 3 pkt 3 dyrektywy 2009/31/WE;
 - c) „kompleks składowania” oznacza „kompleks składowania” w rozumieniu art. 3 pkt 6 dyrektywy 2009/31/WE;
 - d) „transport CO₂” oznacza transport CO₂ rurociągami w celu geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
 - e) „sieć transportowa” oznacza „sieć transportową” w rozumieniu art. 3 pkt 22 dyrektywy 2009/31/WE;
 - f) „wychwytywanie CO₂” oznacza wychwytywanie CO₂ ze strumieni gazu, jeżeli w przeciwnym razie mogłaby nastąpić jego emisja, w celu transportu i geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
 - g) „instalacja wychwytyująca” oznacza instalację służącą do wychwytywania CO₂;
 - h) „emisje lotne” oznaczają nieregularne lub niezamierzone emisje ze źródeł, które nie są zlokalizowane lub są zbyt zróżnicowane albo zbyt małe, aby mogły być monitorowane indywidualnie, na przykład emisje z zupełnie nienaruszonych uszczelnień, zaworów, pośrednich kompresorów i pośrednich miejsc składowania;
 - i) „uwolnione emisje” oznaczają emisje celowo uwolnione z instalacji poprzez ustanowienie określonego punktu emisji;
 - j) „słup wody” oznacza „słup wody” w rozumieniu art. 3 pkt 2 dyrektywy 2009/31/WE;
 - k) „intensyfikacja wydobywania węglowodorów” oznacza dodatkowe odzyskiwanie węglowodorów oprócz węglowodorów pozyskanych w wyniku ekstrakcji poprzez zatłaczanie wody lub w inny sposób;
 - l) „wyciek” w kontekście geologicznego składowania oznacza „wyciek” w rozumieniu art. 3 pkt 5 dyrektywy 2009/31/WE.

⁽¹⁾ Konwencja o międzynarodowym lotnictwie cywilnym oraz jej załączniki, podpisana w Chicago dnia 7 grudnia 1944 r.

▼ B

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:

▼ M1

Kompletność. Działania w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat ► M2 danej instalacji lub danego operatora statków powietrznych ◀ 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 innych stosownych kategorii działalności włączonych zgodnie z art. 24 dyrektywy, oraz wszystkie gazy cieplarniane określone w odniesieniu do tych kategorii, przy jednoczesnym unikaniu podwójnego liczenia.

▼ B

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.

▼ M2

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 praktycznie osiągalnym zakresie. Należy dochować należytej staranności, aby zagwarantować, że określenie wielkości emisji poprzez obliczenia i pomiary wykazuje najwyższy osiągalny stopień dokładności. Operator 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 lub pochodzących od operatora statków powietrznych.

▼ B

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. ► M2 Sama metodyka monitorowania musi zawierać instrukcje dla operatora instalacji, podane w sposób prosty i logiczny. Ponadto należy unikać dublowania działalności i uwzględniać systemy istniejące na miejscu w danej instalacji lub używane przez operatora statków powietrznych. ◀

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.

▼ B

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

▼ M2

Proces monitorowania i sprawozdawczości w przypadku instalacji lub operatora statków powietrznych obejmuje wszystkie emisje gazów cieplarnianych pochodzące ze wszystkich źródeł i/lub strumieni materiałów wsadowych należących do kategorii działalności wykonywanych przy instalacji lub przez operatora statków powietrznych, 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. Operatorzy statków powietrznych zapewnią też wprowadzenie udokumentowanych procedur umożliwiających śledzenie zmian na liście źródeł emisji, takie jak leasing lub zakup statku powietrznego, zapewniając w ten sposób kompletność danych dotyczących emisji i uniknięcie podwójnego naliczania.

▼ B

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. ► **M2** 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, a w przypadku działalności lotniczej, objęte planem monitorowania. ◀ 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.

▼ M3

Jeżeli z kompleksu składowania utworzonego na mocy dyrektywy 2009/31/WE zostaną stwierdzone wycieki prowadzące do emisji lub uwolnienia CO₂ do słuza wody, należy uznać je za źródła emisji z odpowiedniej instalacji i należyce monitorować zgodnie z wymogami określonymi w załączniku XVIII. Wyciek może zostać wykluczony jako źródło emisji pod warunkiem zatwierdzenia przez właściwy organ, jeżeli zostaną podjęte działania naprawcze na mocy art. 16 dyrektywy 2009/31/WE, a emisje lub uwolnienie do słuza wody w wyniku wycieku nie są dłużej wykrywalne.

▼ M2

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

▼ B

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.

▼ B

To, czy dodatkową instalację wykorzystywaną do procesów spalania, taką jak np. elektrociepłownia, 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

▼ M2

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

▼ B

- 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. ► **M2** Na mocy art. 3g tej dyrektywy operatorzy statków powietrznych przedstawiają właściwemu organowi plany dotyczące monitorowania emisji i liczby tonokilometrów oraz składania sprawozdań w tym zakresie. ◀

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.

▼ M2

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 lub przez operatora statków powietrznych. Jeżeli wymaga tego załącznik dotyczący konkretnych kategorii działalności, plan monitorowania jest przedstawiany w określonym terminie przy użyciu standardowego szablonu.

▼ B

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;

▼ M1

- 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 i/lub źródła emisji;

▼ B

- 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;

▼ M1

- m) opis procedur pozyskiwania danych i ich obróbki, oraz działań kontrolnych, jak również opis tych działań (patrz: sekcja 10.1–10.3 oraz sekcja 8 załącznika XIII);

▼ B

- 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;

▼ M3

- o) w stosownych przypadkach, lokalizację sprzętu do pomiaru temperatury i ciśnienia w sieci transportowej;
- p) w stosownych przypadkach, procedury zapobiegania wyciekom oraz wykrywania i ilościowego określania wycieków z sieci transportowych;
- q) w przypadku sieci transportowych, procedury skutecznie gwarantujące, że CO₂ jest przesyłany wyłącznie do instalacji posiadających ważne zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych lub instalacji, w których wszystkie emisje CO₂ są skutecznie monitorowane i odnotowywane zgodnie z sekcją 5.7 niniejszego załącznika;
- r) jeżeli CO₂ jest przesyłany zgodnie z sekcją 5.7 niniejszego załącznika, określenie instalacji odbiorczych i przesyłających. W przypadku instalacji posiadających zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych jest to kod identyfikacyjny instalacji określony w rozporządzeniu zgodnie z art. 19 dyrektywy 2003/87/WE;
- s) w stosownych przypadkach, opis systemów ciągłych pomiarów używanych w punktach przesyłu CO₂ między instalacjami przesyłającymi CO₂ zgodnie z sekcją 5.7 niniejszego załącznika;
- t) w stosownych przypadkach, zasady ilościowego określania emisji lub uwalniania CO₂ do słupa wody z potencjalnych wycieków, a także stosowane i ewentualnie dostosowane zasady ilościowego określania faktycznych emisji lub uwalniania CO₂ do słupa wody z wycieków zgodnie z załącznikiem XVIII.

▼ B

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.

▼ M3

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,
- zastosowania lub dostosowania zasad ilościowego określania emisji z wycieku w składowiskach.

▼ B

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.

▼ B

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 ułatwiać 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:

emisje CO₂ = dane dotyczące działalności × wskaźnik emisji × 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:

▼ M2

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. Wykorzystanie wartości opałowej uznaje się za niepotrzebne dla określonych działalności, jeżeli załączniki dotyczące konkretnych kategorii działalności wskazują, że wskaźniki emisji wyrażone w t CO₂ na tonę paliwa mogą być użyte przy podobnym poziomie dokładności. 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:

▼ B

emisje CO₂ = przepływ paliwa [t lub Nm³] × wartość opałowa [TJ/t lub TJ/Nm³] × wskaźnik emisji [t CO₂/TJ] × 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:

▼B

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

Obliczanie emisji z procesów technologicznych jest określone bardziej szczegółowo w wytycznych dotyczących poszczególnych kategorii działalności w ►**M3** załącznikach II–XI i XVI, XVII i XVIII ◄. Nie wszystkie metody obliczeń w ►**M3** załącznikach II–XI i XVI, XVII i XVIII ◄ stosują współczynnik konwersji.

5.2. POZIOMY DOKŁADNOŚCI METOD

►**M2** Wytyczne dotyczące poszczególnych kategorii działalności, przedstawione w ►**M3** załącznikach II–XI i XIV–XVIII ◄ 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 oraz ładunek handlowy. ◄ 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 przekonywający, 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 przekonywający 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 CO_2 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 umożliwi uzyskanie większej dokładności w ustalaniu wielkości emisji,

▼ B

- 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 zatwierdzonego 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 przenoszonego 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 przenoszonego 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 przenoszonego CO₂).

	Dane dotyczące działalności						Wskaźnik emisji			Dane dotyczące składu			Współczynnik utleniania			Współczynnik konwersji		
	Przepływ paliwa			Wartość opałowa														
Załącznik/Kategoria działalności	A	B	C	A	B	C	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	

▼B

	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

▼B

	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
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.

▼B

	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
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
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

▼ **M2**

5.3. METODY REZERWOWE DLA INSTALACJI STACJONARNYCH

▼ **B**

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 odnośnie 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 %

▼ **M2**

5.4. DANE DOTYCZĄCE DZIAŁALNOŚCI, ODNOSZĄCE SIĘ DO INSTALACJI STACJONARNYCH

▼ **B**

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.

⁽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.

▼B

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).

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 następny 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).

▼M2

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, oraz do przypadków określonych w dotyczących konkretnych kategorii działalności załącznikach do tych wytycznych.

▼B

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.

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

▼ B

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 wielkopiecowy, 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 odnośnie 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.

▼ M3

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 przesłany z tej instalacji:

- jako czysta substancja, lub został bezpośrednio wykorzystany i związany w produkcie lub surowcu wsadowym,
- do innej instalacji posiadającej zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych, chyba że mają zastosowanie inne wymogi określone w załącznikach XVII lub XVIII,

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. Odpowiednie ilości CO₂ zgłasza się w odniesieniu do każdej instalacji, z której CO₂ był przesyłany lub w której był odbierany, jako pozycję dodatkową w rocznym sprawozdaniu na temat emisji instalacji przesyłającej, jak i instalacji odbiorczej.

W przypadku przesyłu do innej instalacji do obliczonego poziomu emisji instalacji odbiorczej należy dodać odebrany CO₂, chyba że mają zastosowanie inne wymogi określone w załącznikach XVII lub XVIII.

▼ **M3**

Państwa członkowskie zgłaszają Komisji odnośne instalacje przesyłające i odbiorcze na mocy art. 21 dyrektywy 2003/87/WE. W przypadku przesyłu gazu do instalacji objętej tą dyrektywą w rocznym sprawozdaniu na temat emisji instalacji przesyłającej określona jest instalacja odbiorcza z podaniem kodu identyfikacyjnego instalacji odbiorczej określonego w rozporządzeniu przyjętym na mocy art. 19 tej dyrektywy. W przypadku instalacji odbiorczej instalacja przesyłająca jest określana w ten sam sposób.

Potencjalne przypadki przenoszonego CO₂ z instalacji mogą obejmować między innymi:

- 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 mocznik lub wytrącone węglany),
- węglany związane w suszony rozpryskowo produkt z półsuchego oczyszczania gazów spalinowych (SDAP),
- CO₂ przenoszony do instalacji wychwytyjących,
- CO₂ z instalacji wychwytyjących przenoszony do sieci transportowych,
- CO₂ z sieci transportowych przesyłany do składowisk.

O ile nie mają zastosowania inne wymogi z załączników dotyczących poszczególnych działalności, masę CO₂ lub węgla przenoszonego rocznie określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż 1,5 % albo bezpośrednio stosując przepływomierze masowe lub objętościowe, ważąc, albo, w stosownych przypadkach i w miarę potrzeb, pośrednio na podstawie masy odnośnego produktu (np. węglanów lub mocznika).

W przypadku gdy ilość przenoszonego CO₂ jest mierzona zarówno w instalacji przesyłającej, jak i w instalacji odbiorczej, ilość przeniesionego i odebranego CO₂ jest identyczna. Jeżeli rozbieżność między pomiarami mieści się w zakresie, który można wytłumaczyć niepewnością systemów pomiarowych, w sprawozdaniach na temat emisji podaje się średnią arytmetyczną z obu pomiarów. Sprawozdanie na temat emisji powinno zawierać oświadczenie, że pomiar został dostosowany do wartości instalacji przesyłającej lub odbiorczej. Pomiar powinien być uwzględniony jako pozycja dodatkowa.

▼ M3

W przypadku gdy rozbieżności między pomiarami nie można wytłumaczyć zakresem niepewności systemów pomiarowych, operator instalacji dostosowuje pomiary, stosując korekty zachowawcze (tj. unikając niedoszacowania wartości emisji). Dostosowanie to jest sprawdzane przez weryfikatorów z instalacji przesyłających i odbiorczych i zatwierdzane przez właściwy organ.

W przypadkach, w których część przenoszzonego CO₂ została wygenerowana z biomasy lub jeżeli instalacja tylko częściowo podlega pod zakres dyrektywy 2003/87/WE, operator odejmuje jedynie stosowną frakcję masy przenoszzonego CO₂, która pochodzi z paliw kopalnych i materiałów w ramach działalności objętych zakresem dyrektywy. Odpowiednie metody przypisywania tych frakcji opierają się na oszacowaniu zachowawczym i podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy.

W przypadku stosowania pomiarów w instalacji przesyłającej łączna ilość przenoszzonego/otrzymanego CO₂ wynikającego ze stosowania biomasy jest uwzględniana jako pozycja dodatkowa zarówno w przypadku instalacji przesyłającej, jak i instalacji odbiorczej. Nie wymaga się, aby dla instalacji odbiorczej wykonywane były w tym celu własne pomiary, lecz aby podana została ilość CO₂ z biomasy uzyskanego w przypadku instalacji przesyłającej.

▼ M2

6. **METODY OPARTE NA POMIARACH DLA INSTALACJI STACJONARNYCH**

▼ B

6.1. OGÓLNE

▼ M1

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

▼ B

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 tlenku węgla, dwutlenku węgla i tlenu – Charakterystyka osiągnięć i kalibracja – Metoda automatyczna”,

▼ B

- 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

▼ M1

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

▼ B

Niższy poziom dokładności wobec danej zmiennej, najbliższy w hierarchii metodyki monitorowania, można zastosować tylko w przypadku przedłożenia właściwym organom przekonywających 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).

▼ M1

W odniesieniu do okresów sprawozdawczych 2008–2012 należy zastosować co najmniej poziom dokładności 2, wskazany w załączniku XII dla emisji CO₂, oraz minimalne poziomy dokładności wskazane w załączniku XIII dla emisji N₂O, chyba że nie jest to technicznie wykonalne.

▼ B

6.3. DAŁSZE PROCEDURY I WYMAGANIA

▼ M1a) *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 i XIII – 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, godzina taka jest stracona. W każdym przypadku, gdy obliczenie prawidłowego godzinowego zbioru danych jest niemożliwe, oblicza się wartości zastępcze zgodnie z postanowieniami niniejszej sekcji.

▼ Bb) *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.

▼ B**(i) Stężenia**

W przypadku gdy nie można uzyskać prawidłowego godzinnego 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.

(ii) Inne parametry

W przypadku gdy nie można uzyskać prawidłowego godzinnego 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***▼ M1**

Równoległe z ustalaniem emisji metodami opartymi na pomiarach zgodnie z załącznikiem XII i XIII roczne emisje każdego z gazów cieplarnianych określa się przez obliczenia oparte na jednym z poniższych rozwiązań:

▼ B

- 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.

▼ B

Miedzy wynikami pomiarów i metody obliczeniowej mogą wystąpić odchylenia. Operator instalacji bada korelacje pomiędzy wynikami z pomiarów i z metody obliczeniowej, uwzględniając możliwość zaistnienia rodzajowego odchylenia wynikającego z zastosowania tych dwu różnych metod. Biorąc pod uwagę tę korelację, operator instalacji wykorzystuje wyniki metody obliczeniowej do skróśnego 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 ►**M3** załącznikami II–XI oraz XVI, XVII i XVIII ◀ – 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.

▼ M1

W przypadku gdy porównanie z wynikami metody obliczeniowej wskazuje wyraźnie na nieprawidłowości w wynikach pomiarów, operator instalacji stosuje wartości zastępcze, jak opisano w niniejszej sekcji (z wyłączeniem monitorowania zgodnie z załącznikiem XIII).

▼ B**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.

▼ M2

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 emisję z tej instalacji lub, w przypadku działalności lotniczej, zawarte w planie monitorowania operatora statków powietrznych. W ten sposób właściwe organy zatwierdzają zakres niepewności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania zatwierdzonej metodyki monitorowania, natomiast dowodem takiego zatwierdzenia jest treść zezwolenia lub, w przypadku działalności lotniczej, treść zatwierdzonego planu monitorowania. 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.

▼ B

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.

▼ B

► **M2** 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 ► **M3** załącznikach II–XI i XIV–XVIII ◀ 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:

⁽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.

▼ B

U_{calc} – 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.

7.2. POMIARY

▼ M1

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) lub jeżeli ma obowiązek zastosowania metody pomiarowej zgodnie z załącznikiem XIII. W celu dostarczenia takiego uzasadnienia właściwym organom operator instalacji zgłasza ilościowe wyniki poszerzonej analizy niepewności, uwzględniającej następujące źródła niepewności, z uwzględnieniem EN 14181:

▼ B

- 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.

▼B**8. SPRAWOZDAWCZOŚĆ****▼M2**

Załącznik IV do dyrektywy 2003/87/WE ustanawia wymogi dotyczące sprawozdawczości w odniesieniu do instalacji i operatorów statków powietrznych. 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. Jeżeli format sprawozdawczy jest określony w załączniku dotyczącym konkretnych kategorii działalności, do celów sprawozdawczości należy stosować ten format sprawozdawczy i wymagane w nim informacje.

▼B

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 (pomiarów 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 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;

⁽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.

▼B

- 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 ►M3 załącznikami I–XI oraz XVI, XVII i XVIII ◄;
- 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;

▼M3

- 10) w stosownych przypadkach, ilości CO₂ przenoszonego do innych instalacji lub odbieranego przez inne instalacje, z podaniem kodu identyfikacyjnego instalacji określonego w rozporządzeniu przyjętym na mocy art. 19 dyrektywy 2003/87/WE.

Właściwy organ może wyrazić zgodę, aby operatorzy składowisk CO₂ po zamknięciu przekazywali uproszczone sprawozdania na temat emisji, zawierające co najmniej elementy wymienione w pkt 1)–9), jeżeli w zezwoleniu na emisje gazów cieplarnianych nie określono źródeł emisji.

▼B

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 włączyć 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.

▼ B

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.

▼ M1

Dane dotyczące wielkości emisji przedstawia się w tonach CO₂ lub CO_{2(e)} po zaokrągleniu do pełnej tony (na przykład 1 245 978 ton). Zarówno na potrzeby obliczeń emisji, jak i sprawozdawczości dane dotyczące działalności, wskaźniki emisji oraz współczynniki utleniania lub konwersji zaokrągla się do cyfr znaczących.

▼ M2

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 lub przez operatora statków powietrznych ma być oznakowana przy zastosowaniu kodów pochodzących z dwóch następujących systemów sprawozdawczych:

▼ B

- 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****▼ M2**

Operator danej instalacji lub operator statków powietrznych dokumentuje i archiwizuje dane z monitorowania emisji gazów cieplarnianych generowanych przez wszystkie źródła 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 lub spowodowanej przez operatora statków powietrznych, przedstawianych przez operatora na mocy art. 14 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE, zgodnie z kryteriami ustanowionymi w załączniku V do tej dyrektywy.

▼ B

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

⁽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).

▼ B

Aby móc odtworzyć ustalenia na temat wielkości emisji dla weryfikatora lub innej strony trzeciej, ►**M2** operator ◀ 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,

▼ M2

- dokumentacja procesu gromadzenia danych dotyczących działalności dla danej instalacji lub operatora statków powietrznych i ich strumieni materiałów wsadowych,

▼ B

- 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.

▼ M2

W odniesieniu do działalności lotniczej zachowuje się następujące informacje dodatkowe:

- wykaz posiadanych i dzierżawionych statków powietrznych oraz niezbędne dowody kompletności tego wykazu;
- wykaz lotów odbytych w każdym okresie sprawozdawczym oraz niezbędne dowody kompletności tego wykazu;
- dane wykorzystywane do określenia ładunku handlowego i odległości w odniesieniu do lat, dla których podaje się dane dotyczące tonokilometrów;
- dokumentację dotyczącą podejścia do luk w danych, w stosownych przypadkach, oraz danych wykorzystywanych do uzupełniania luk w danych, jeżeli takie się pojawiły.

▼ M3

W przypadku wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO₂ należy zachować następujące informacje dodatkowe:

- w stosownych przypadkach, dokumentację dotyczącą ilości CO₂ zatłoczonego do kompleksu składowania z instalacji, których operatorzy prowadzą geologiczne składowanie CO₂,
- w stosownych przypadkach, reprezentatywnie zsumowane dane dotyczące temperatury i ciśnienia w sieci transportowej,
- w stosownych przypadkach, kopię zezwolenia na składowanie, w tym zatwierdzony plan monitorowania na mocy art. 9 dyrektywy 2009/31/WE,
- w stosownych przypadkach, sprawozdanie składane na mocy art. 14 dyrektywy 2009/31/WE,
- w stosownych przypadkach, sprawozdania z wyników kontroli przeprowadzonych na mocy art. 15 dyrektywy 2009/31/WE,
- w stosownych przypadkach, dokumentację na temat działań naprawczych podjętych na mocy art. 16 dyrektywy 2009/31/WE.

▼ B**10. KONTROLA I WERYFIKACJA**

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

10.1. GROMADZENIE I OBRÓBKĄ 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.

▼B

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 Wspólnotowy 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,

▼B

- 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. Walidację 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 ►**M2** instalacji lub operatora statków powietrznych ◄ w różnych latach. Błąd w zakresie monitorowania jest prawdopodobny, jeżeli różnic między danymi z różnych lat nie można wyjaśnić:

- zmianami w poziomie działalności,

▼B

- 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 jakiekolwiek 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).

▼ B

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.

▼ M2

Operator przedstawia weryfikatorowi sprawozdanie na temat wielkości emisji, kopię posiadanego planu lub planów monitorowania oraz wszelkie inne właściwe informacje.

▼ B

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,

▼ M2

- ma obowiązek poznać i rozumieć każdą kategorię działalności przeprowadzanej w instalacji lub przez operatora statków powietrznych, źródła emisji i strumienie materiałów wsadowych w ramach tej instalacji lub właściwych kategorii działalności lotniczej operatora statków powietrznych, 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 lub operator statków powietrznych,

▼ B

- 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,

▼ B

- ma obowiązek zastosować poziom istotności zdefiniowany w tabeli 3 poniżej.

▼ M2

Tabela 3

Poziomy istotności

	Poziom istotności
Instalacje kategorii A i B lub operatorzy statków powietrznych o rocznych emisjach CO ₂ równych lub mniejszych niż 500 kiloton	5 %
Instalacje kategorii C lub operatorzy statków powietrznych o rocznych emisjach CO ₂ większych niż 500 kiloton	2 %

▼ B

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,

▼B

- 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 zafalszowań.

Operator instalacji koryguje wszelkie wskazane zafalszowania. Korekcje podlega cała populacja, z której pobrano próbę.

Przez cały czas trwania procesu weryfikacji weryfikator określa zafalszowania 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 zafalszowania 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 zadowalające, jeżeli ogólne wielkości emisji nie zostały istotnie zafalszowane i jeżeli, w opinii weryfikatora, nie występują istotne niezgodności z wymaganiami. W przypadku nieistotnych niezgodności lub nieistotnych zafalszowań weryfikator może je umieścić w protokole („zweryfikowane jako zadowalające, z nieistotnymi niezgodnościami i zafalszowaniami”). Weryfikator może również umieścić je w oddzielnym piśmie do zarządu.

Weryfikator może uznać, że roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji nie zostało zweryfikowane jako zadowalające, jeżeli stwierdzi on istotne niezgodności lub istotne zafalszowania (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.

▼B

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 opałowej 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
Benzyna lotnicza (AvGas)	70,0	44,3
Paliwo do silników odrzutowych (Jet B)	70,0	44,3
Naftowe paliwo lotnicze (Jet A1 lub Jet A)	71,5	44,1
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

▼M2**▼B**

▼B

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.
Ciężka benzyna	73,3	44,5
Bitum	80,6	40,2
Smary	73,3	40,2
Koks padaftowy	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 ropońne	106,6	8,9
Paliwo brykietowane	97,5	20,7
Koks z koksowni i koks z węgla brunatnego	107,0	28,2
Koks gazowniczy	107,0	28,2
Smoła węglowa	80,6	28,0
Gaz miejski	44,7	38,7
Gaz koksowniczy	44,7	38,7
Gaz wielkopiecowy	259,4	2,5

▼B

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.
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 wazone 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.

▼B***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.

▼B

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 KONKRETNÝCH 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

Szczególna procedura 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 prób 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.

Odnosne normy CEN są następujące:

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

Odnosne normy ISO są następujące:

- ISO 13909-1,2,3,4:2001 „Węgiel kamienny i koks – Mechaniczne pobieranie próbek”,
- ISO 5069-1,2:1983 „Węgla 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”,

▼ B

- 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 określanie 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.

▼B

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 biomasie, 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.

Szczególna procedura 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.

▼B

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.

▼M1

13.5. WYMAGANIA W ZAKRESIE OKREŚLANIA WŁAŚCIWOŚCI PALIW I MATERIAŁÓW ORAZ CIĄGŁYCH POMIARÓW EMISJI

13.5.1. KORZYSTANIE Z AKREDYTOWANYCH LABORATORIÓW

Laboratorium (łącznie z innymi dostawcami usług) wykorzystywane do określania wskaźnika emisji, wartości opałowej, współczynnika utleniania, zawartości węgla, frakcji biomasy i danych dotyczących składu lub przeprowadzające kalibracje oraz inne stosowne oceny sprzętu dla CEMS powinno być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025:2005 („Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących”).

▼B

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. ► **M2** Odnośne laboratoria i procedury analityczne muszą być wyliczone w planie monitorowania. ◄ 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 uzyskać technicznie prawidłowe wyniki, stosując odpowiednie procedury analityczne.

▼ B

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

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 próbek 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

▼ B

Paliwo/materiał	Częstotliwość analiz
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

► **M2** Jako podstawę dla sprawozdawczości stosuje się poniższe tabele, które można dostosowywać odpowiednio do liczby kategorii działalności, rodzaju instalacji, paliw i procesów objętych monitorowaniem, chyba że załącznik zawierający wytyczne dla konkretnych kategorii działalności stanowi inaczej. ◀ 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⁾	
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	

▼ B

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
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.

▼ B

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)	

▼B

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			

14.7. SPRAWOZDAWCZOŚĆ W ODNIESIENIU DO EMISJI N₂O Z ZAKŁADÓW PRODUKCJI KWASU AZOTOWEGO, KWASU ADYPINOWEGO, KAPROLAKTAMU, GLIOKSALU I KWASU GLIOKSALOWEGO

Emisje pochodzące z kategorii działalności objętych załącznikiem I – kwas azotowy, kwas adypinowy itd.													
Kategorie	Kategoria IPCC CRF – emisje procesowe	Kod IPPC kategorii EPRT	Metoda monitorowania i poziom dokładności	Zmiana poziomu dokładności? Tak/Nie	Tempo produkcji w t/rok i t/godz.	Niepewność dotycząca przepływu gazów odlotowych (roczna średnia godzinowa lub całkowita średnia roczna) %	Niepewność dotycząca stężenia N ₂ O (roczna średnia godzinowa lub całkowita średnia roczna) %	Całkowita roczna niepewność dotycząca emisji (jeżeli jest wymagana) %	Niepewność dotycząca rocznej średniej godzinowej emisji %	Emisja t/rok	Roczna średnia godzinowa emisji (kg/h)	Zastosowany WOP	Emisje tCO _{2(e)} i CO ₂ /rok
Działania													
Działanie 1													
Działanie 2													
Działanie N													
Całkowite emisje w tCO _{2(e)} i tCO ₂ rocznie													

▼B**15. KATEGORIE SPRAWOZDAWCZOŚCI**

Sprawozdania na temat wielkości emisji przedstawia się zgodnie z kategoriami formatu sprawozdawczego IPCC oraz kodyfikacją IPPC 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;
- 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
-

3. Transport

- a. Lotnictwo cywilne
-

4. Inne sektory

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

▼M2**▼B**

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

▼B

5. Inne ⁽¹⁾

- a. Stacjonarne
 - b. Ruchome
-

B. Emisje lotne z paliw

1. Paliwa stałe

- a. Wydobywanie 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 kalcyonowanej
 - 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

▼B**C. Spopielanie odpadów ⁽¹⁾****NOTY DODATKOWE**Emisje CO₂ z biomasy**▼M2**

Bunkry międzynarodowe, Lotnictwo

▼B

(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 źródłowych.

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: (i) Walcownie gorące (ii) Kuźnie z młotami (iii) Nakładanie metalicznych powłok ochronnych
d)	Odlewnie metali żelaznych
e)	Instalacje (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

▼ B

Nr	Kategoria działalności
3.	Przemysł mineralny
a)	Górnictwo podziemne i działalności powiązane
b)	Górnictwo odkrywkowe
c)	Instalacje do produkcji: — 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
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)	Instalacje chemiczne do wytwarzania na skalę przemysłową podstawowych związków organicznych, takich jak: (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, eter, nadtlenki, żywice epoksydowe (iii) Pochodne węglowodorów zawierające siarkę (iv) Pochodne węglowodorów zawierające azot, takie jak aminy, amidy, azotyny, nitrozwiazki 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)	Instalacje chemiczne do produkcji na skalę przemysłową podstawowych związków nieorganicznych, takich jak: (i) Gazy, takie jak amoniak, chlor lub chlorowódor, fluor lub fluorowódor, tlenki węgla, związki siarki, tlenki azotu, wódor, 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) Nietale, tlenki metali lub inne związki nieorganiczne, takie jak węglík wapnia, krzem, węglík krzemu,

▼ B

Nr	Kategoria działalności
(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 spopielenia, 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
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

▼B

Nr	Kategoria działalności
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 określone 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 spopielenia,
- 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.

▼B**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:

emisje CO₂ = dane dotyczące działalności × wskaźnik emisji × współczynnik utleniania

gdzie:

a) Dane dotyczące działalności

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

zawartość energii w zużytym paliwie [TJ] = zużyte paliwo [t lub Nm³] × wartość opałowa paliwa [TJ/t lub TJ/Nm³] ⁽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.

▼B*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.

▼B*Poziom dokładności 1*

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

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 wartości 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:

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

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:

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

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.

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

▼B*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:

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

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).

emisje CO₂ = dane dotyczące działalności × wskaźnik emisji × 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 $\pm 7,5$ %.

▼ Bb) **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 komina, wykorzystując modelowanie procesu oparte na standardowych modelach stosowanych w przemyśle. Uwzględniając względne proporcje i ciężary cząsteczkowe każdego z dopływających strumieni, wyprowadza się ważoną średnią roczną wielkość dla ciężaru cząsteczkowego danego gazu spalanego na wylocie komina.

Poziom dokładności 3

Wskaźnik emisji [t CO₂/Nm³ gazy spalane 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 CO₂ z procesów będących wynikiem zastosowania węglanów do oczyszczania gazów (wypłukiwania SO₂ 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**b) Wskaźnik emisji***Poziom dokładności 1*

Wskaźniki emisji oblicza się i zgłasza w jednostkach masy uwalnianego CO₂ na tonę węgla. Współczynniki stechiometryczne pokazane w tabeli 1 należy stosować do przeliczania danych dotyczących składu na wskaźniki emisji.

Określenie ilości CaCO₃ i MgCO₃ w każdym odnośnym materiale wsadu przeprowadza się, stosując wytyczne dotyczące najlepszych praktyk danej branży przemysłu.

*Tabela 1***Współczynniki stechiometryczne**

Weglan	Stosunek [t CO ₂ /t Ca-, Mg- lub innego węgla]	Uwagi
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
Ogólnie: X _Y (CO ₃) _Z	Wskaźnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]/\{Y \times [M_x] + Z \times [M_{CO_3^{2-}}]\}}{1}$	X = metal alkaliczny lub ziem alkalicznych M_x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M_{CO₂} = masa cząsteczkowa CO₂ = 44 [g/mol] M_{CO₃²⁻} = masa cząsteczkowa CO₃²⁻ = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla CO₃²⁻ = 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.



ZALĄCZNIK 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 ciepłone,
- 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.

▼B

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.

emisje CO₂ = dane dotyczące działalności_{wejście} × 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,

▼ B

- *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:

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

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 ± 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 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.

▼ B*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 wielkopiecowy (BFG). Nieoczyszczony gaz koksowniczy, jako część produktu wyjściowego z procesu, zawiera wiele składników zawierających węgiel, między innymi dwutlenek węgla (CO_2), tlenek węgla (CO), metan (CH_4), węglowodory (C_xH_y).

Ogólną wielkość emisji CO_2 pochodzącej z pieców koksowniczych oblicza się w następujący sposób:

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

gdzie:

a) *Dane dotyczące działalności*

Dane dotyczące działalności mogą obejmować węgiel występujący jako surowiec, odpady koksowe, koks naftowy, ropę naftową, gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy i tym podobne. Dane dotyczące działalności_{WYJŚCIE} mogą obejmować: koks, smołę, lekkie oleje opałowe, 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 $\pm 7,5$ %.

Poziom dokładności 2

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

Poziom dokładności 3

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

Poziom dokładności 4

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

▼B**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, wapien). Jeżeli zezwolenie posiadane przez instalację, zgodnie z art. 4, 5 i 6 dyrektywy 2003/87/WE, obejmuje całą hutę, a nie tylko instalacje 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:

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

▼ B

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, 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:

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

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/TJ] 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 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:

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

▼B*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, przekazany do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu.

Poziom dokładności 3

Zawartość węgla strumieni wejścia i 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, 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 węglanu wapnia) oraz z powtórnie wykorzystywanych pozostałości z procesu technologicznego. Dla każdego rodzaju używanych materiałów wsadowych ilość CO₂ oblicza się w następujący sposób:

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

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

▼ B

Wskaźnik emisji	
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 surowki 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 surowki 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 surowki 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 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 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 surowki 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 wielkopiecowy (BFG), gaz konwertorowy (BOFG)),
- zużyte elektrody grafitowe,
- inne paliwa,
- oczyszczanie gazów odlotowych.

2.1. OBLICZANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W przypadku kiedy instalacja do produkcji surowki 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 surowki 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:

▼ B

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

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:

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

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 ± 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:

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

▼ B*Poziom dokładności 2*

Operator instalacji stosuje do odpowiedniego paliwa lub materiału zawartości 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 środków 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 wielkopiecowy (BFG), gaz konwertorowy (BOFG)).

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

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

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 $\pm 2,5$ %.

▼ B*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

⁽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.

▼B

Wskaźnik emisji	Wartość	Jednostka	Źródło wskaźnika emisji
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_{WEJŚCIE} 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.

▼B*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 ponafowego, 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 wielkopiecowy) 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:

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

▼B

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] zużyta 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] zużyta 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] zużyta 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 termogravimetryczną.

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.

▼ B*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 $\pm 5,0$ %.

Poziom dokładności 2

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

▼B**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 produkcji 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:

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

▼B

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:

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

gdzie:

EF_{CKD} = wskaźnik emisji z częściowo wyprażonych pyłów z pieca cementowego [t CO₂/t CKD]

EF_{Cli} = 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 CO₂-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 %.

▼ B*Poziom dokładności 2*

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

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.

▼B*ZALĄCZNIK 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, ropy naftowej, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szeroki zakres paliw odpadowych), odbywające się w instalacjach do produkcji wapna, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

2.1.2. EMISJE Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH

Oдноśne 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 wapień (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:

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

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 zwracanymi do procesu lub materiałami obejściowymi.

▼B*Poziom dokładności 1*

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

Poziom dokładności 2

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

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*

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

Poziom dokładności 2

Węglany opuszczające piec w wapnie uwzględnia się poprzez współczynnik konwersji o wartości pomiędzy 0 a 1. 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.

▼B**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:

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

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.

▼B*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.



ZALĄCZNIK 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 węgny 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:

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

▼ B

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. Wyprobowane 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	

▼ B

Węglan	Wskaźnik emisji [t CO ₂ /t węglanu]	Uwagi
NaHCO ₃	0,524	
Ogólnie: X _Y (CO ₃) _Z	Wskaźnik emisji = [M _{CO2}]/{Y × [M _x] + Z × [M _{CO3} 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

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

▼ B*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 materiał organiczny 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.

▼B**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, skaień, 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:

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

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 13.4 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]	

▼ B

Węglan	Współczynniki stechiometryczne	
Ogólnie: $X_Y(\text{CO}_3)_Z$	Wskaźnik emisji = $[M_{\text{CO}_2}] / \{Y \times [M_X] + Z \times [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}$	X = metal alkaliczny lub ziem alkalicznych M_X = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M_{CO_2} = masa cząsteczkowa CO_2 = 44 [g/mol] $M_{\text{CO}_3^{2-}}$ = masa cząsteczkowa CO_3^{2-} = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla CO_3^{2-} = 1

Poziom dokładności 1

Do określania wskaźnika emisji stosuje się zachowawczą wartość 0,2 ton CaCO_3 (odpowiadającą 0,08794 ton CO_2) 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*

Węglały opuszczające piec szacuje się zachowawczo jako zero, tj. z założeniem całkowitej kalcynacji i utleniania odzwierciedlonych przez współczynnik konwersji wynoszący 1.

Poziom dokładności 2

Węglały 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 CO_2 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:

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

▼ B

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 CO₂ = 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.

▼B*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

Oдноśne tlenki w surowcach odzwierciedla się przez zastosowanie współczynników konwersji o wartości między 0 a 1, gdzie wartość 0 odpowiada pełnej zawartości danego tlenku już w surowcu. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych surowców przeprowadza się zgodnie z 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 recykliowanego jako surowiec w tej samej instalacji.

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

emisje CO₂ [t CO₂] = dane dotyczące działalności × wskaźnik emisji
gdzie:

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

Ilość [t] suchego CaCO₃ zużytego w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie przez operatora lub jego dostawców, z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 7,5.

b) *Wskaźnik emisji**Poziom dokładności 1*

Współczynniki stechiometryczne CaCO₃, jak podano w tabeli 1.

2.2. POMIAR WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.



ZALĄCZNIK 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 węglan 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 spopielenia,
- piece do wypalania wapna i piece do kalcynacji,
- oczyszczanie gazów odlotowych,
- suszarnie zasilane gazem lub innym paliwem kopalnym (takie jak suszarki na podczerwień).

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.

▼ B

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 CaCO₃ i Na₂CO₃ zużyte w procesie.

Poziom dokładności 1

Ilości [t] CaCO₃ i Na₂CO₃ zastosowane w procesie, określone przez operatora instalacji lub jego dostawców z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 2,5 %.

Poziom dokładności 2

Ilości [t] CaCO₃ i Na₂CO₃ zastosowane w procesie, określone przez operatora instalacji lub jego dostawców z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą mniej niż ± 1,5 %.

b) **Wskaźnik emisji**

Poziom dokładności 1

Współczynniki stechiometryczne [t CO₂/t CaCO₃] i [t CO₂/t Na₂CO₃] dla węglanów nie pochodzących z biomasy przedstawiono w tabeli 1. Węglany pochodzące z biomasy waży się wskaźnikiem emisji wynoszącym 0 [t CO₂/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.

▼ **M3***ZAŁĄCZNIK XII***Wytyczne dotyczące określania wielkości emisji lub wielkości transferu gazów cieplarnianych przy pomocy systemów ciągłych pomiarów emisji****1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Przepisy niniejszego załącznika mają zastosowanie do emisji gazów cieplarnianych pochodzących ze wszystkich kategorii działalności objętych dyrektywą 2003/87/WE. Emisje mogą występować w kilku źródłach emisji w instalacji.

Przepisy niniejszego załącznika mają ponadto zastosowanie do systemów ciągłych pomiarów używanych do określania przepływów CO₂ w rurociągach, zwłaszcza wtedy, gdy są wykorzystywane do przenoszenia CO₂ między instalacjami oraz do wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO₂. W tym celu odniesienia do sekcji 6 i 7.2 załącznika I należy rozumieć jako odniesienia do ilości CO₂ przenoszonego zgodnie z sekcją 5.7 załącznika I.

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

W przypadku każdego punktu pomiarowego w okresie sprawozdawczym zostaje osiągnięta całkowita dopuszczalna niepewność mniejsza niż $\pm 10\%$ w odniesieniu do ogólnej wielkości emisji lub przepływu CO₂.

Poziom dokładności 2

W przypadku każdego punktu pomiarowego w okresie sprawozdawczym zostaje osiągnięta całkowita dopuszczalna niepewność mniejsza niż $\pm 7,5\%$ w odniesieniu do ogólnej wielkości emisji lub przepływu CO₂.

Poziom dokładności 3

W przypadku każdego punktu pomiarowego w okresie sprawozdawczym zostaje osiągnięta całkowita dopuszczalna niepewność mniejsza niż $\pm 5\%$ w odniesieniu do ogólnej wielkości emisji lub przepływu CO₂.

Poziom dokładności 4

W przypadku każdego punktu pomiarowego w okresie sprawozdawczym zostaje osiągnięta całkowita dopuszczalna niepewność mniejsza niż $\pm 2,5\%$ w odniesieniu do ogólnej wielkości emisji lub przepływu CO₂.

Koncepcja ogólna

Całkowite emisje gazu cieplarnianego (GC) ze źródła emisji lub ilość CO₂ przechodzącą przez punkt pomiarowy w okresie sprawozdawczym określa się za pomocą poniższego wzoru. Jeżeli istnieje kilka źródeł emisji w jednej instalacji i nie można ich zmierzyć jako jednego źródła, emisje z tych źródeł należy zmierzyć oddzielnie i zsumować, aby osiągnąć łączną ilość emisji danego gazu całej instalacji w okresie sprawozdawczym.

$$GC_{\text{og. rocznie}} [t] = \sum_{i=1}^{\text{godziny}_{\text{pracy}} a_{\text{rok}}} \text{stężenie GC}_i * \text{przepływ gazów spalinowych}_i$$

Określenie parametrów stężenia GC i przepływu gazów spalinowych przeprowadza się zgodnie z przepisami sekcji 6 w załączniku I. Do pomiaru przenoszonego CO₂ w rurociągach stosuje się przepisy sekcji 6 w załączniku I, uznając w stosownych przypadkach punkt pomiarowy za źródło emisji. W przypadku takich punktów pomiarowych nie wymaga się obliczeń potwierdzających na mocy sekcji 6.3 lit. c).

Stężenie GC

Stężenie GC w gazach spalinowych wyznacza się przez ciągły pomiar w punkcie reprezentatywnym. Pomiaru stężenia GC można dokonać na dwa sposoby:

▼ **M3****METODA A**

Stężenie GC jest mierzone bezpośrednio.

METODA B

W przypadku bardzo wysokiego stężenia, które występuje na przykład w sieciach transportowych, stężenie GC może być obliczane przy pomocy bilansu masowego z uwzględnieniem pomiarów wartości stężenia wszystkich innych składników w strumieniu gazów określonych w planie monitorowania instalacji:

$$\text{Stężenia GC [\%]} = 100 \% - \sum_i \text{Stężenie składnika}_i [\%]$$

Przepływ gazów spalinowych

Przepływ suchych gazów spalinowych można określić za pomocą jednej z następujących metod.

METODA A

Przepływ gazów spalinowych Q_e oblicza się metodą bilansu masowego, uwzględniając wszystkie istotne parametry, takie jak ładunki materiału wsadowego, dopływ powietrza, sprawność procesu, a po stronie produkcji – wielkość produkcji, stężenia O_2 , SO_2 i NO_x .

Konkretna metoda obliczeń podlega zatwierdzeniu przez właściwy organ w ramach oceny planu monitorowania i zawartej w nim metody.

METODA B

Przepływ gazów spalinowych Q_e wyznacza się przez ciągły pomiar przepływu w punkcie reprezentatywnym.

▼ **M1****ZALĄCZNIK XIII****Wytyczne szczegółowe dotyczące określania emisji podtlenku azotu (N₂O) z produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, gliksalu i kwasu gliksalowego****1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Wytyczne szczegółowe określone w niniejszym załączniku mają zastosowanie do monitorowania emisji N₂O z produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, gliksalu i kwasu gliksalowego w stosownych instalacjach włączonych zgodnie z art. 24 dyrektywy 2003/87/WE.

Dla każdej kategorii działalności prowadzącej do emisji N₂O zakres niniejszego załącznika obejmuje wszystkie źródła emitujące N₂O w procesach produkcyjnych, w tym przypadki, gdzie emisje N₂O z produkcji są kierowane przez sprzęt służący obniżeniu emisji. Między innymi:

- produkcja kwasu azotowego – emisje N₂O z utleniania katalitycznego amoniaku i/lub z urządzeń do obniżania emisji NO_x/N₂O,
- produkcja kwasu adypinowego – emisje N₂O, w tym emisje z reakcji utlenienia, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje,
- produkcja gliksalu i kwasu gliksalowego – emisje N₂O, w tym emisje z reakcji procesowych, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje,
- produkcja kaprolaktamu – emisje N₂O, w tym emisje z reakcji procesowych, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje.

Zasad tych nie stosuje się w przypadku emisji N₂O ze spalania paliw.

Wszelkie stosowne emisje CO₂ związane bezpośrednio z procesem produkcji (które nie są już objęte ETS UE), ujęte w pozwoleniu na emisje gazu cieplarnianego danej instalacji, są monitorowane i zgłaszane zgodnie z niniejszymi wytycznymi.

Sekcja 16 załącznika I nie ma zastosowania do monitorowania emisji N₂O.

2. OKREŚLANIE EMISJI CO_{2(e)} i N₂O**2.1. ROCZNE EMISJE N₂O**

Emisje N₂O z produkcji kwasu azotowego są mierzone za pomocą ciągłych pomiarów wielkości emisji (z wyłączeniem źródeł *de minimis* – sekcja 6.3).

Emisje N₂O z produkcji kwasu adypinowego, kaprolaktamu, gliksalu i kwasu gliksalowego są monitorowane za pomocą ciągłych pomiarów wielkości emisji dla emisji obniżonych oraz za pomocą metody obliczeniowej (w oparciu o metodę bilansu masy (sekcja 2.6)) dla tymczasowych emisji nieobniżonych.

Całkowita roczna wielkość emisji N₂O z instalacji jest sumą rocznych emisji N₂O ze wszystkich źródeł emisji.

Dla każdego źródła emisji, dla którego stosuje się ciągłe pomiary wielkości emisji, całkowita roczna wielkość emisji jest sumą wszystkich godzinowych wielkości emisji, przy zastosowaniu następującego wzoru:

$$\text{emisje N}_2\text{O}_{\text{roczne}} [\text{t}] = \sum [\text{N}_2\text{O stęż}_{\text{godz}} [\text{mg}/\text{Nm}^3] \times \text{przepływ gazów odlotowych}_{\text{godz}} [\text{Nm}^3/\text{h}]] \times 10^{-9}$$

▼ **M1**

gdzie:

emisje N_2O_{roczne} = całkowita roczna wielkość emisji N_2O ze źródeł emisji w tonach N_2O ;

$N_2O_{\text{stęż}_{\text{godz}}}$ = godzinowe stężenie N_2O w mg/Nm^3 w przepływie gazów odlotowych mierzone podczas działania;

przepływ gazów odlotowych = przepływ gazów odlotowych obliczony poniżej w Nm^3/h dla każdego stężenia godzinowego.

2.2. GODZINOWE EMISJE N_2O

Roczną średnią godzinową emisji N_2O dla każdego źródła, dla którego stosuje się ciągłe pomiary wielkości emisji, oblicza się przy zastosowaniu następującego wzoru:

$$\text{emisje } N_2O_{\text{śr. godz}} [\text{kg/h}] = \frac{\sum (N_2O_{\text{stęż}_{\text{godz}}} [\text{mg}/Nm^3] \times \text{przepływ gazów odlotowych} [Nm^3/h]) \times 10^{-6}}{\text{godziny działań} [h]}$$

gdzie:

emisje $N_2O_{\text{śr. godz}}$ = roczna średnia godzinowa emisji N_2O w kg/h ze źródła;

$N_2O_{\text{stęż}_{\text{godz}}}$ = godzinowe stężenie N_2O w mg/Nm^3 w przepływie gazów odlotowych mierzone podczas działania;

przepływ gazów odlotowych = przepływ gazów odlotowych obliczony poniżej w Nm^3/h dla każdego stężenia godzinowego.

Łączna niepewność w odniesieniu do rocznej średniej godzinowej emisji dla każdego źródła emisji nie może przekroczyć wartości poziomów dokładności określonych poniżej. Operatorzy stosują metodę najwyższego poziomu dokładności. Poziom niższy można zastosować wyłącznie w przypadku, gdy w sposób przekonujący wykaże się właściwym organom, że zastosowanie najwyższego poziomu jest z przyczyn technicznych niewykonalne lub doprowadzi do poniesienia nieracjonalnie wysokich kosztów. W okresie sprawozdawczym 2008–2012 należy stosować co najmniej poziom 2, chyba że jest to niewykonalne z przyczyn technicznych.

W przypadku gdy zastosowanie przynajmniej poziomu 1 dla każdego źródła emisji (z wyłączeniem źródeł *de minimis*) jest niewykonalne z przyczyn technicznych lub doprowadziłoby do poniesienia nieracjonalnie wysokich kosztów, operator stosuje odpowiedni poziom dokładności dla całkowitych rocznych emisji ze źródła emisji podany w sekcji 2 załącznika XII oraz wykazuje spełnienie tego wymogu. Dla okresu sprawozdawczego 2008–2012 minimalnym poziomem jest poziom 2, chyba że jest to niewykonalne z przyczyn technicznych. Państwa członkowskie zobowiązane są notyfikować Komisji instalacje stosujące tę metodę zgodnie z art. 21 dyrektywy 2003/87/WE.

Poziom 1:

Dla każdego źródła emisji łączna niepewność w odniesieniu do rocznej średniej godzinowej emisji wynosi poniżej ± 10 %.

Poziom 2:

Dla każdego źródła emisji łączna niepewność w odniesieniu do rocznej średniej godzinowej emisji wynosi poniżej $\pm 7,5$ %.

Poziom 3:

Dla każdego źródła emisji łączna niepewność w odniesieniu do rocznej średniej godzinowej emisji wynosi poniżej ± 5 %.

▼ **M1****2.3. GODZINOWE STĘŻENIA N₂O**

Godzinowe stężenia N₂O [mg/Nm³] w przepływie gazów odlotowych z każdego źródła emisji określa się poprzez ciągły pomiar w reprezentatywnym punkcie umieszczonym za sprzętem służącym do obniżenia emisji NO_x/N₂O (jeżeli jest on stosowany).

Stosowane techniki pomiarowe obejmują spektroskopię w podczerwieni lub inne metody zgodnie z sekcją 6.1 ust. 2 załącznika I, pod warunkiem że osiągają wymagany poziom niepewności dla emisji N₂O. Stosowane techniki muszą być zdolne do pomiaru stężenia N₂O we wszystkich źródłach emisji w warunkach obniżonych i nieobniżonych emisji (np. jeżeli sprzęt służący do obniżenia emisji przestanie działać i stężenie wzrośnie). Jeżeli w takim okresie wzrośnie niepewność, należy to uwzględnić w ocenie niepewności.

Wszystkie pomiary należy dostosować do wartości bazowej gazu suchego i zgłaszać regularnie.

2.4. OKREŚLENIE PRZEPŁYWU GAZÓW ODLOTOWYCH

Do pomiaru przepływu gazów odlotowych dla celów monitorowania emisji N₂O stosuje się metody monitorowania przepływu gazów odlotowych określone w załączniku XII.

Dla produkcji kwasu azotowego stosuje się metodę A, chyba że jest to niewykonalne z przyczyn technicznych. W takim przypadku można zastosować alternatywną metodę, np. metodę bilansu masy opartą na znaczących parametrach (takich jak nakład amoniaku) lub określenie przepływu poprzez ciągły pomiar wielkości emisji, pod warunkiem że metoda ta zostanie zatwierdzona przez właściwy organ w ramach oceny planu monitorowania i metodyki monitorowania.

Dla innych kategorii działalności można zastosować inne metody monitorowania przepływu gazów odlotowych określone w załączniku XII, pod warunkiem że zostaną zatwierdzone przez właściwy organ w ramach oceny planu monitorowania i metodyki monitorowania.

Metoda A – produkcja kwasu azotowego

Przepływ gazów odlotowych oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$V_{\text{przepływ gazów odlotowych}} [\text{Nm}^3/\text{h}] = V_{\text{powietrze}} \times (1 - O_{2, \text{powietrze}}) / (1 - O_{2, \text{gaz odlotowy}})$$

gdzie:

$V_{\text{powietrze}}$ = całkowity wpływ powietrza w Nm³/h w warunkach standardowych;

$O_{2, \text{powietrze}}$ = stężenie objętościowe O₂ w suchym powietrzu [= 0,2095];

$O_{2, \text{gaz odlotowy}}$ = stężenie objętościowe O₂ w gazie odlotowym.

$V_{\text{powietrze}}$ oblicza się jako sumę całkowitego wpływu powietrza do jednostki produkcyjnej kwasu azotowego.

Instalacja stosuje następujący wzór, chyba że w planie monitorowania stwierdzono inaczej:

$$V_{\text{powietrze}} = V_{\text{pierw}} + V_{\text{wtórny}} + V_{\text{oddz}}$$

gdzie:

V_{pierw} = pierwotny wpływ powietrza w Nm³/h w warunkach standardowych;

$V_{\text{wtórny}}$ = wtórny wpływ powietrza w Nm³/h w warunkach standardowych;

V_{oddz} = oddzielający wpływ powietrza w Nm³/h w warunkach standardowych;

▼ **M1**

V_{pierw} określa się za pomocą ciągłego pomiaru przepływu przed wymieszaniem z amoniakiem. $V_{\text{wtórny}}$ określa się za pomocą ciągłego pomiaru przepływu, np. w punkcie umieszczonym przed urządzeniem do odzysku ciepła. V_{oddz} to przepływ oczyszczonego powietrza w procesie produkcji kwasu azotowego (w stosownych przypadkach).

W przypadku wpływających strumieni powietrza odpowiadających łącznie za mniej niż 2,5 % całkowitego przepływu powietrza właściwy organ może przyjąć szacunkową metodę określania tempa przepływu powietrza zaproponowaną przez operatora w oparciu o najlepsze praktyki branżowe.

W oparciu o pomiar w warunkach normalnego działania operator przedstawia dowód na to, że mierzony przepływ gazów odlotowych jest wystarczająco jednolity, aby zezwolić na zastosowanie zaproponowanej metody pomiarowej. Jeżeli w wyniku pomiarów zostanie stwierdzone, że przepływ jest niejednorodny, należy to uwzględnić przy określaniu stosownych metod monitorowania i przy obliczaniu niepewności dotyczącej emisji N_2O .

Wszystkie pomiary należy dostosować do wartości bazowej gazu suchego i zgłaszać regularnie.

2.5. TLEN (O_2)

Stężenie tlenu w przepływie gazów odlotowych jest obliczane, jeżeli jest to konieczne dla obliczenia przepływu gazów odlotowych zgodnie z sekcją 2.4. Stosuje się wymagania określone w sekcji 6 załącznika I dla pomiarów stężenia. Stosowne techniki pomiarowe obejmują: paramagnetyczne ciśnienie zmienne, magnetyczną wagę torsyjną lub sondę z dwutlenku cyrkonu. Niepewność dotycząca pomiarów stężenia O_2 jest uwzględniana przy określaniu niepewności dotyczącej emisji N_2O .

Wszystkie pomiary należy dostosować do wartości bazowej gazu suchego i zgłaszać regularnie.

2.6. OBLICZENIE EMISJI N_2O

W przypadku określonych okresowo nieobniżonych emisji N_2O z produkcji kwasu adypinowego, kaprolaktamu, glioksalu i kwasu glioksalowego (takich jak nieobniżone emisje z wentylacji ze względów bezpieczeństwa i/lub emisje w przypadku zatrzymania działania sprzętu służącego do obniżenia emisji), jeżeli ciągle monitorowanie emisji N_2O jest niewykonalne z przyczyn technicznych, można obliczyć emisje N_2O przy użyciu metody bilansu masy. Metoda obliczeniowa opiera się na maksymalnym potencjalnym tempie emisji N_2O z reakcji chemicznej odbywającej się w czasie emisji. Dana metoda obliczeniowa jest zatwierdzana przez właściwy organ w ramach oceny planu monitorowania i metodyki monitorowania.

Niepewność w obliczonej wielkości emisji dla danego źródła emisji jest uwzględniana przy określaniu rocznej średniej godzinowej niepewności dla źródła emisji. W przypadku emisji obliczonych, lub gdy dla określenia emisji N_2O stosuje się połączenie metody obliczeniowej oraz ciągłego pomiaru, stosuje się te same poziomy dokładności, co w przypadku emisji mierzonych wyłącznie za pomocą metody ciągłego pomiaru.

3. OBLICZENIE ROCZNYCH EKWIWALENTÓW CO_2 ($CO_{2(e)}$)

Łączna roczna wielkość emisji N_2O ze wszystkich źródeł emisji (mierzona w tonach do trzech miejsc po przecinku) jest przekształcana na roczne emisje $CO_{2(e)}$ (w tonach po zaokrągleniu) przy zastosowaniu następującego wzoru:

$$CO_{2(e)} [t] = N_2O_{\text{roczne}} [t] \times WOG_{N_2O}$$

▼ M1

W przypadku emisji w okresie 2008–2012 stosuje się współczynnik ocieplenia globalnego $WOG_{N_2O} = 310 \text{ t CO}_{2(e)}/\text{t N}_2\text{O}$, czyli wartość określoną w drugim sprawozdaniu z oceny Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (wartość WOG_{IPCC} z 1995 r.).

Łączną roczną wielkość $CO_{2(e)}$ ze wszystkich źródeł emisji oraz wszelkie bezpośrednie emisje CO_2 z innych źródeł emisji (objęte zezwoleniem na emisję gazów cieplarnianych) dodaje się do łącznej rocznej wielkości emisji CO_2 z instalacji oraz stosuje się je dla celów sprawozdawczości i umorzenia uprawnień.

4. OKREŚLANIE TEMPA PRODUKCJI DLA DANEJ DZIAŁALNOŚCI

Tempo produkcji jest obliczane na podstawie dziennych raportów z produkcji oraz godzin działania.

5. PLAN MONITOROWANIA

Poza wymaganiami określonymi w sekcji 4.3 lit. a), b), c), d), j), k), m) i n) załącznika I plany monitorowania dla instalacji objętych niniejszym załącznikiem zawierają następujące informacje:

- a) wszelkie stosowne punkty emisji podczas normalnego działania oraz podczas fazy ograniczonego funkcjonowania i przejściowej (np. awarie lub uruchomienie) znajdujące się na schemacie procesu;
- b) metodę i parametry stosowane przy określaniu ilości materiałów (np. amoniaku) użytych w procesie produkcji oraz maksymalnej ilości materiałów użytych przy pełnej zdolności produkcyjnej;
- c) metodę i parametry stosowane przy określaniu ilości produktu wytworzonego na godzinę, wyrażonego odpowiednio jako kwas azotowy (100 %), kwas adypinowy (100 %), gliksal i kwas gliksalowy oraz kaprolaktam na godzinę;
- d) metodę i parametry stosowane przy określaniu stężenia N_2O w gazach odlotowych z każdego źródła emisji, jej zakres pomiarowy, niepewność oraz szczegółowe informacje dotyczące wszelkich metod alternatywnych stosowanych w przypadku wystąpienia stężenia przekraczającego zakres pomiarowy, jak również sytuacje, kiedy może to mieć miejsce;
- e) metodę stosowaną do określenia całkowitego tempa przepływu gazów odlotowych (wyrażonego w Nm^3 na godzinę) z każdego źródła emisji, jej zakresu pomiarowego i jej niepewności. Jeżeli wartość ta jest uzyskana za pomocą obliczenia, należy podać szczegółowe informacje dla każdego monitorowanego strumienia gazów odlotowych;
- f) metodę obliczeniową stosowaną do określenia wielkości emisji N_2O z okresowych nieobniżonych źródeł w produkcji kwasu adypinowego, kaprolaktamu, gliksalu i kwasu gliksalowego;
- g) sposób stosowania zmiennych nakładów w instalacji oraz stopień, w jakim są one stosowane, a także sposób zarządzania operacyjnego;
- h) metodę i wszelkie wzory stosowane przy określaniu rocznej wielkości emisji N_2O z każdego źródła emisji;
- i) warunki procesu odbiegające od warunków normalnego działania, wskazanie potencjalnej częstotliwości i czasu trwania takich warunków, wskazanie poziomu emisji N_2O w takich warunkach (jak np. awaria sprzętu służącego do obniżania emisji);
- j) ocenę stosowaną do wykazania, że spełniono wymogi dotyczące niepewności poziomu dokładności określone w sekcji 2 niniejszego załącznika oraz że osiągnięto poziom dokładności;

▼ M1

k) wartość wyrażoną w $\text{kg/N}_2\text{O}$ na godzinę, określoną zgodnie z sekcją 6.3 lit. a) i b) załącznika I stosowaną w przypadku awarii sprzętu pomiarowego lub jego nieprawidłowego działania;

l) szczegółowe informacje dotyczące wszelkich odchyleń od ogólnych norm, takich jak EN14181 czy ISO 14956:2002.

Poza wymaganiami określonymi w sekcji 4.3 załącznika I znaczące zmiany w metodyce monitorowania stanowiącej część planu monitorowania podlegają zatwierdzeniu przez właściwe organy, jeżeli dotyczą one:

- znaczących zmian w funkcjonowaniu instalacji mających wpływ na łączną wielkość emisji N_2O , stężenia N_2O , tempo przepływu lub inne parametry gazów odlotowych, w szczególności jeżeli zainstalowano lub wymieniono urządzenie do obniżenia emisji N_2O ,
- zmiany metod stosowanych do określania emisji N_2O , w tym zmiany w ciągłych pomiarach stężenia, stężenia tlenu i przepływu gazów odlotowych, lub zmiany w metodzie obliczeniowej mające znaczący wpływ na łączną niepewność dotyczącą emisji,
- zmiany parametrów stosowanych do określenia rocznych emisji i/lub produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, glioksalu i kwasu glioksalowego,
- zmiany w ocenie niepewności.

6. UWAGI OGÓLNE

6.1. CZĘSTOTLIWOŚĆ POBIERANIA PRÓBEK

Prawidłowe średnie godzinowe oblicza się zgodnie z sekcją 6.3 lit. a) załącznika I dla:

- stężenia N_2O w gazach odlotowych,
- całkowitego przepływu gazów odlotowych tam, gdzie jest on mierzony bezpośrednio i gdzie jest to wymagane,
- wszystkich przepływów gazów i stężeń tlenu niezbędnych do określenia całkowitego przepływu gazów odlotowych w sposób pośredni.

6.2. BRAKUJĄCE DANE

Kwestię brakujących danych rozwiązuje się zgodnie z sekcją 6.3 lit. a) i b) załącznika I. Jeżeli brakuje danych dla okresu awarii sprzętu służącego do obniżania emisji, przyjmuje się, że poziom emisji w danej godzinie nie został obniżony i odpowiednio oblicza się wartości zastępcze.

Operator podejmuje wszelkie praktyczne kroki w celu dopilnowania, aby czas w ciągu roku kalendarzowego, kiedy sprzęt służący do ciągłych pomiarów emisji nie działa, wynosił nie więcej niż jeden tydzień. Jeżeli okres ten zostanie przekroczony, operator natychmiast informuje właściwe organy.

6.3. ŹRÓDŁA *DE MINIMIS* N_2O

„Strumienie źródłowe *de minimis*” dla źródeł emisji N_2O oznaczają jeden lub większą liczbę strumieni źródłowych wybraną przez operatora, emitującą łącznie 1 000 ton lub mniejszą ilość $\text{CO}_{2(\text{e})}$ rocznie, lub emitującą rocznie mniej niż 20 000 ton $\text{CO}_{2(\text{e})}$ i stanowiącą mniej niż 2 % łącznych emisji rocznych $\text{CO}_{2(\text{e})}$ z danej instalacji.

▼ M1

Pod warunkiem zatwierdzenia przez właściwy organ operator może stosować metody monitorowania i sprawozdawczości wykorzystujące jego własne szacunki strumieni źródłowych *de minimis* N₂O bez poziomów dokładności.

6.4. POTWIERDZENIE OBLICZENIA EMISJI

Do potwierdzenia zgłoszonych wielkości emisji N₂O (określonych na podstawie ciągłych pomiarów wielkości emisji i obliczeń), dokonanego za pomocą danych z produkcji, wytycznych IPCC z 2006 r. i metody określonej w sekcji 10.3.3 „Metoda horyzontalna” załącznika I, stosuje się sekcję 6.3 lit. c) załącznika I.

7. OCENA NIEPEWNOŚCI

Ocenę niepewności wymaganą w celu wykazania osiągnięcia stosownych poziomów dokładności określonych w sekcji 2 przeprowadza się na podstawie obliczenia propagacji błędów z uwzględnieniem niepewności wszystkich stosownych elementów obliczenia emisji. Dla pomiarów ciągłych ocenia się następujące źródła niepewności zgodnie z normami EN 14181 i ISO 14956:2002:

- określoną niepewność sprzętu do prowadzenia ciągłego pomiaru, w tym pobieranie próbek,
- niepewność związaną z kalibracją urządzeń, oraz
- dodatkową niepewność związaną z praktycznym stosowaniem urządzeń monitorujących.

Do obliczenia łącznej niepewności do celów sekcji 2.2 stosuje się godzinowe stężenia N₂O określone zgodnie z sekcją 2.3. Tylko do celów obliczenia niepewności godzinowe stężenie N₂O wynoszące poniżej 20 mg/Nm³ zastępuje się wartością domyślną wynoszącą 20 mg/Nm³.

Operator, poprzez proces zapewniania jakości i kontroli jakości, zarządza pozostałą niepewnością i obniża ją w danych o emisji przedstawianych w sprawozdaniu na temat wielkości emisji. W trakcie procesu weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodyki monitorowania, ocenia zarządzanie pozostałą niepewnością i jej zmniejszanie za pomocą użytych przez operatora procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

8. KONTROLA I WERYFIKACJA**8.1. KONTROLA**

Poza wymaganiami sekcji 10.1, 10.2 i 10.3 załącznika I stosuje się następujące procedury zapewniania jakości:

- zapewnienie jakości ciągłych pomiarów stężenia N₂O i tlenu odbywa się zgodnie z normą EN 14181,
- zainstalowany sprzęt pomiarowy kalibruje się za pomocą pomiarów równoległych raz na trzy lata,
- w przypadku gdy podstawą do kalibracji urządzeń stale monitorujących emisje są dopuszczalne wartości emisji, zaś nie zostały one ustalone dla N₂O lub O₂, zamiast nich stosuje się średnie roczne stężenie godzinowe,
- QAL 2 przeprowadza się z zastosowaniem stosownych wartości referencyjnych gazów poza próbką reprezentatywną gazu w celu zapewnienia oceny wystarczająco szerokiego zakresu kalibracji,

▼ M1

- sprzęt do pomiaru wielkości przepływu gazów odlotowych kalibruje się raz do roku lub w momencie konserwacji zakładu, w zależności od tego, co odbywa się wcześniej. Zapewnienie jakości dla wielkości przepływu gazów odlotowych nie musi spełniać wymagań normy EN 14181,
- jeżeli audyt wewnętrzny wykaże brak zgodności z normą EN 14181 lub potrzebę dokonania ponownej kalibracji, należy to jak najszybciej zgłosić właściwym organom.

8.2. WERYFIKACJA

Poza wymaganiami dotyczącymi weryfikacji określonymi w sekcji 10.4 sprawdza się:

- prawidłowe zastosowanie wymagań norm określonych w sekcji 7 i 8.1 niniejszego załącznika,
- metody obliczeniowe i wyniki uzyskane w przypadku podstawienia wartości obliczonych za brakujące dane,
- wiarygodność obliczonych wartości zastępczych i zmierzonych,
- wszelkie oceny porównawcze potwierdzające wyniki dotyczące wielkości emisji i metody obliczeniowe oraz sprawozdawczość na temat danych dotyczących działalności, współczynników emisji itd.

9. SPRAWOZDAWCZOŚĆ

Całkowite roczne emisje N_2O zgłasza się w tonach do trzech miejsc po przecinku oraz jako $CO_{2(e)}$ w tonach po zaokrągleniu.

Poza wymaganiami dotyczącymi sprawozdawczości określonymi w sekcji 8 załącznika I operatorzy instalacji objętych zakresem niniejszego załącznika zgłaszają następujące informacje dotyczące instalacji:

- a) roczny czas działania jednostki produkcyjnej i całkowity czas działania zakładu,
- b) dane dotyczące produkcji dla każdej jednostki i metody stosowane do określenia ilości produktu,
- c) kryteria pomiarowe stosowane w określeniu ilościowym każdego parametru,
- d) niepewność dotyczącą każdego mierzonego i obliczonego parametru (w tym stężenia gazów, przepływ gazów odlotowych, obliczone wielkości emisji) oraz obliczoną łączną niepewność nakładu na godzinę i/lub roczną wielkość emisji,
- e) szczegółowe informacje dotyczące wszelkich awarii sprzętu mających wpływ na wielkość emisji i na pomiary i obliczenia emisji lub przepływu gazów odlotowych, w tym ilość wystąpień, godziny, czas trwania i daty awarii,
- f) szczegółowe informacje dotyczące konieczności zastosowania sekcji 6.2 niniejszego załącznika, w tym ilość wystąpień, godziny, obliczenia i wartości zastępcze,
- g) dane wejściowe stosowane we wszelkich ocenach potwierdzających zgodnie z sekcją 6.3 lit. c) i 4.3 załącznika I mających na celu sprawdzenie rocznych emisji N_2O .

▼ **M2***ZAŁĄCZNIK XIV***Wytyczne dla konkretnych kategorii działalności służące określeniu emisji związanych z działalnością lotniczą wymienioną w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE****1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Zawarte w niniejszym załączniku wytyczne dla konkretnych kategorii działalności służą do monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji powstających w wyniku kategorii działalności lotniczej wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE. Załącznik II dotyczący procesów spalania paliw nie ma zastosowania dla ruchomych źródeł takich jak statki powietrzne.

Uwzględnia się wszystkie loty wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE i obsługiwane przez operatora statków powietrznych w okresie sprawozdawczym. W celu identyfikacji odpowiedzialnego za lot pojedynczego operatora statków powietrznych, zgodnie z art. 3 lit. o) dyrektywy 2003/87/WE, stosowany będzie sygnał wywoławczy używany w kontroli ruchu powietrznego. Sygnałem wywoławczym jest oznacznik ICAO w polu 7 planu lotu lub, jeżeli plan nie jest dostępny, znak rejestracyjny statku powietrznego. Jeżeli operator statku powietrznego nie jest znany, za operatora statku powietrznego uznaje się jego właściciela, chyba że wykaże on zgodnie z wymogami właściwego organu tożsamość operatora statku powietrznego.

2. OKREŚLANIE EMISJI CO₂

Wielkość emisji CO₂ z działalności lotniczej oblicza się według następującego wzoru:

wielkość emisji CO₂ = zużycie paliwa * wskaźnik emisji

2.1. WYBÓR METODYKI

Operator statków powietrznych określa w planie monitorowania metodykę monitorowania stosowaną dla każdego typu statku powietrznego. W przypadku, w którym operator statków powietrznych ma zamiar korzystać z dzierżawionych statków lub innego typu statków powietrznych, które nie zostały uwzględnione w planie monitorowania w momencie jego przedłożenia właściwemu organowi, operator statków powietrznych uwzględnia w planie monitorowania opis procedury definiowania metodyki monitorowania takich dodatkowych rodzajów statków powietrznych. Operator statków powietrznych zapewnia konsekwentne stosowanie raz wybranej metodyki monitorowania.

Operator statków powietrznych określa w planie monitorowania dla każdego typu statków powietrznych:

- a) stosowany wzór obliczeniowy (metoda A lub metoda B);
- b) źródło danych stosowane do określania danych dotyczących uzupełniania zapasu paliwa, paliwa w zbiorniku oraz metody przekazywania, przechowywania oraz odzyskiwania danych;
- c) w stosownych przypadkach metodę użytą do określania gęstości. Jeżeli operator korzysta z tabel korelacji gęstość–temperatura, powinien określić źródło tych danych.

▼ **M2**

Jeżeli jest to konieczne ze względu na wyjątkowe okoliczności, takie jak brak możliwości podania wszystkich danych wymaganych w danej metodyce przez dostawców paliw, w lit. b) i c) wykaz stosowanych metodyk może zawierać spis odstępstw od metodyki ogólnej dla konkretnych lotnisk.

2.2. ZUŻYCIE PALIWA

Zużycie paliwa podaje się jako ilość paliwa zużytego w okresie sprawozdawczym wyrażoną w jednostkach masy (tonach).

Ilość zużywanego paliwa monitoruje się w odniesieniu do każdego lotu i każdego typu paliwa z uwzględnieniem ilości paliwa zużywanego przez dodatkową jednostkę napędową zgodnie z poniższymi wzorami obliczeniowymi. Ilość paliwa, o jaką uzupełniany jest zapas paliwa, może być określana w oparciu o wyniki pomiarów dokonywanych przez dostawcę paliwa udokumentowane potwierdzeniami dostaw lub fakturami dla każdego lotu. Ilość paliwa, o jaką uzupełniany jest zapas paliwa, może być także określana przy pomocy pokładowych systemów pomiarowych statku powietrznego. Dane pobierane są od dostawcy paliwa lub odnotowywane w dokumentacji masy i arkuszu wyważenia, w dzienniku technicznym statku powietrznego lub są przesyłane w formie elektronicznej ze statku powietrznego do operatora statku powietrznego. Ilość paliwa znajdującego się w zbiorniku można określić przy pomocy pokładowych systemów pomiarowych statku powietrznego i odnotowuje w dokumentacji masy i arkuszu wyważenia, w dzienniku technicznym statku powietrznego lub przesyła się w formie elektronicznej ze statku powietrznego do operatora statku powietrznego.

Operator statków powietrznych dokonuje wyboru metody, która umożliwi najpełniejsze i najszybsze zebranie danych przy zachowaniu możliwie jak najmniejszej niepewności pomiarów bez konieczności ponoszenia nieracjonalnie wysokich kosztów.

2.2.1. WZORY OBLICZENIOWE

Rzeczywiste zużycie paliwa oblicza się stosując jeden z poniższych wzorów:

METODA A:

Stosuje się poniższy wzór:

Rzeczywiste zużycie paliwa podczas każdego lotu (tony) = Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego po uzupełnieniu zapasu na dany lot (tony) – Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego po uzupełnieniu zapasu na następny lot (tony) + Ilość paliwa, o jaką uzupełniony został zapas na następny lot (tony).

W przypadku, w którym nie ma miejsca uzupełnienie zapasów na bieżący lub następny lot, ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach określa się przy zwalnianiu hamulców przed bieżącym lub następnym lotem. W wyjątkowych wypadkach, kiedy statek powietrzny wykonuje czynności inne niż lot, np. poddawany jest poważnemu przeglądowi wymagającemu opróżnienia zbiorników paliwa, po zakończeniu lotu, w odniesieniu do którego monitoruje się zużycie paliwa, operator statku powietrznego może zastąpić liczby wyrażające „Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego po zakończeniu uzupełniania zapasów na dany lot + ilość paliwa, o jaką uzupełniony został zapas na następny lot” liczbą wyrażającą „ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach w czasie rozpoczęcia kolejnej czynności statku powietrznego” zgodnie z zapisami w dzienniku technicznym.

▼ **M2****METODA B:**

Stosuje się poniższy wzór:

Rzeczywiste zużycie paliwa podczas każdego lotu (tony) = Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego w czasie zaciągnięcia hamulców po zakończeniu poprzedniego lotu (tony) + Ilość paliwa, o jaką uzupełniony został zapas na następny lot (tony) – Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego w momencie zaciągnięcia hamulców po zakończeniu lotu (tony).

Za moment zaciągnięcia hamulców uznać można moment wyłączenia silników. Jeżeli przed lotem, w odniesieniu do którego monitorowane jest zużycie paliwa, statek powietrzny nie odbywał lotu, operatorzy statków powietrznych mogą podać ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego na koniec poprzedniej czynności, zgodnie z zapisami w dzienniku technicznym, zamiast „Ilości paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego w czasie zaciągnięcia hamulców po zakończeniu poprzedniego lotu”.

2.2.2. WYMAGANIA OZNACZALNOŚCI*Poziom dokładności 1*

Zużycie paliwa w okresie sprawozdawczym jest określane z maksymalną niepewnością mniejszą niż $\pm 5,0$ %.

Poziom dokładności 2

Zużycie paliwa w okresie sprawozdawczym jest określane z maksymalną niepewnością mniejszą niż $\pm 2,5$ %.

Operatorzy statków powietrznych, których średnie podawane emisje roczne w poprzednim okresie rozliczeniowym (lub zachowawczy szacunek lub projekcja, jeżeli podawane wielkości nie są dostępne lub nie mają już zastosowania) są równe lub mniejsze niż 50 kiloton CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych, stosują jako minimum poziom dokładności 1 dla głównych strumieni materiałów wsadowych. Wszyscy inni operatorzy statków powietrznych stosują poziom dokładności 2 dla głównych strumieni materiałów wsadowych.

2.2.3. GĘSTOŚĆ PALIWA

Jeżeli ilość paliwa, o które uzupełnia się zapas lub ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach wyrażana jest w jednostkach objętości (litry lub m³), operator statków powietrznych przelicza te wartości z jednostek objętości na jednostki masy stosując wartości gęstości rzeczywistej. Gęstość rzeczywista to gęstość wyrażona w kg/litr i ustalona dla temperatury, w której dokonano pomiaru. Jeżeli nie istnieje możliwość zastosowania pokładowych systemów pomiarowych, za gęstość rzeczywistą uznaje się wartość określoną przez dostawcę paliwa przy uzupełnianiu zapasu i odnotowaną na fakturze za paliwo lub na potwierdzeniu dostawy. Jeżeli takie informacje nie są dostępne, gęstość rzeczywistą określa się na podstawie temperatury paliwa w czasie uzupełniania zapasu określonej przez dostawcę paliwa lub określonej dla lotniska, na którym odbywa się uzupełnianie zapasu przy zastosowaniu standardowych tabel korelacji gęstość-temperatura. Zastosowanie współczynnika gęstości standardowej wynoszącego 0,8 kg/litr jest dopuszczalne jedynie w przypadku, w którym wykazane zostanie zgodnie z wymaganiami właściwego organu, że wartości rzeczywiste nie są dostępne.

▼ **M2****2.3. WSKAŹNIK EMISJI**

Dla każdego typu paliwa lotniczego stosuje się następujące wskaźniki referencyjne wyrażone jako t CO₂/t paliwa obliczone w oparciu o wartość opałową odniesienia i wskaźniki emisji określone w sekcji 11 załącznika I:

*Tabela 1***Wskaźniki emisji dla paliw lotniczych**

Paliwo	Wskaźnik emisji (tCO ₂ /t paliwa)
Benzyna lotnicza (AvGas)	3,10
Paliwo do silników odrzutowych (Jet B)	3,10
Naftowe paliwo lotnicze (Jet A1 lub Jet A)	3,15

Na potrzeby sprawozdawczości to podejście uważa się za poziom dokładności 1.

Dla paliw alternatywnych, dla których nie ustalono wartości odniesienia, wskaźniki emisji dla konkretnych kategorii działalności są określone zgodnie z opisem w sekcji 5.5 i sekcji 13 załącznika I. W takich przypadkach wartość opałowa jest określana i uwzględniana w sprawozdaniu jako nota dodatkowa. Jeżeli paliwo alternatywne zawiera biomasę, mają zastosowanie wymogi dotyczące monitorowania i sprawozdawczości zawartości biomasy określone w załączniku I.

Dla paliw w obrocie handlowym wskaźnik emisji lub zawartość węgla (na podstawie której jest obliczany) zawartość biomasy oraz wartość opałową można wyprowadzić na podstawie rejestrów zakupu dla odnośnego paliwa przedstawionych przez dostawcę paliwa, pod warunkiem że wyprowadzono je na podstawie przyjętych norm międzynarodowych.

3. OCENA NIEPEWNOŚCI

Prowadząc obliczenia wielkości emisji, operator statków powietrznych musi wykazywać orientację, jakie są główne źródła niepewności. Operatorzy statków powietrznych nie są objęci wymogiem przeprowadzenia szczegółowej oceny niepewności opisanej w sekcji 7.1 załącznika I, pod warunkiem że operator statków powietrznych ustali źródła niepewności i towarzyszących poziomów niepewności. Informacje te wykorzystuje się przy wyborze metodyki monitorowania w sekcji 2.2.

Jeżeli ilości uzupełnianego paliwa określone są wyłącznie na podstawie fakturowanej ilości paliwa lub innych informacji podawanych przez dostawcę paliwa, takich jak potwierdzenia dostaw paliwa przeznaczonego do uzupełnienia zapasu za każdy lot, nie wymaga się dodatkowych dowodów potwierdzających towarzyszący poziom niepewności.

W przypadku, w którym do pomiaru ilości paliwa, o którą uzupełnia się zapas, stosuje się wskazania systemów pokładowych, poziom niepewności pomiaru paliwa potwierdza się świadectwami wzorcowania. Jeżeli przedmiotowe zaświadczenia nie są dostępne, operatorzy statków powietrznych:

- podają specyfikacje producenta statku powietrznego dotyczące poziomów niepewności wskazań pokładowych systemów pomiaru paliwa, oraz
- dostarczają dowody przeprowadzania rutynowych kontroli właściwego działania systemów pomiaru paliwa.

▼ **M2**

Niepewności dla wszystkich pozostałych części metodyki monitorowania określa się na podstawie zachowawczych osądów dokonywanych przez ekspertów uwzględniając szacunkową liczbę lotów w danym okresie sprawozdawczym. Nie ma wymogu uwzględniania zbiorczego wpływu wszystkich składowych systemu pomiarowego na niepewność rocznych danych dotyczących działalności.

Operator statków powietrznych przeprowadza regularne kontrole krzyżowe ilości paliwa, o jaką uzupełnia się zapas, określonej na fakturze oraz ilości tego paliwa ustalonej w wyniku pomiaru pokładowego i w przypadku wystąpienia odchylenia podejmuje działania naprawcze zgodnie z sekcją 10.3.5.

4. **UPROSZCZONE PROCEDURY DLA NIEWIELKICH ŹRÓDEŁ EMISJI**

Operatorzy statków powietrznych obsługujący mniej niż 243 loty w czasie trzech kolejnych czteromiesięcznych okresów oraz operatorzy statków powietrznych obsługujący loty o całkowitej rocznej emisji wynoszącej mniej niż 10 000 ton CO₂ na rok są uznawani za stanowiących niewielkie źródło emisji.

Operatorzy statków powietrznych stanowiący niewielkie źródło emisji mogą szacować zużycie paliwa przy pomocy instrumentów wprowadzonych przez Eurocontrol lub inną odpowiednią organizację, które mogą przetwarzać wszystkie informacje dotyczące ruchu powietrznego, jakie dostępne są dla organizacji Eurocontrol. Mające zastosowanie instrumenty wykorzystywane są wyłącznie po zatwierdzeniu ich przez Komisję z uwzględnieniem zastosowania współczynników korygujących w celu wyrównania wszelkich nieścisłości w metodach modelowania.

Operator statków powietrznych korzystający z uproszczonej procedury i przekraczający wartość progową ustaloną dla niewielkich źródeł emisji w roku sprawozdawczym powiadamia o tym fakcie właściwy organ. Operator statków powietrznych aktualizuje plan monitorowania celem spełnienia wymogów monitorowania określonych w sekcjach 2 i 3, chyba że wykaże zgodnie z wymogami właściwego organu, że wspomniana wartość progowa nie zostanie ponownie przekroczona w kolejnych okresach sprawozdawczych. Zmieniony plan monitorowania należy bezzwłocznie przedłożyć do zatwierdzenia właściwemu organowi.

5. **PODEJŚCIA DO LUK W DANYCH**

Operator statków powietrznych podejmuje wszelkie niezbędne działania, aby zapobiec występowaniu braków w danych poprzez wdrożenie odpowiednich działań kontrolnych, o których mowa w sekcjach od 10.2 do 10.3 załącznika I do niniejszych wytycznych.

Jeżeli właściwy organ, operator statków powietrznych lub weryfikator wykryje brak części danych dotyczących lotu uwzględnionego w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE i niezbędnych dla określenia wielkości emisji, który to brak zaistniał na skutek okoliczności niezależnych od operatora statków powietrznych i w związku z tym dane te nie mogą być określone metodą alternatywną ustaloną w planie monitorowania, operator może określić wielkość emisji dla danego lotu przy pomocy instrumentów, o których mowa w sekcji 4 powyżej. Wielkość emisji, dla której określenia stosuje się takie podejście, podawana jest w rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji.

6. **PLAN MONITOROWANIA**

Operatorzy statków powietrznych przedkładają swoje plany monitorowania właściwym organom do zatwierdzenia co najmniej na cztery miesiące przed rozpoczęciem pierwszego okresu sprawozdawczego.

Właściwy organ dba, aby operator statków powietrznych dokonywał przeglądu planu monitorowania przed rozpoczęciem każdego okresu rozliczeniowego i w stosownych przypadkach przedkładał zmieniony plan monitorowania. Po złożeniu planu monitorowania dotyczącego emisji od dnia 1 stycznia 2010 r., przegląd planu monitorowania należy przeprowadzić przed rozpoczęciem okresu handlowego rozpoczynającego się w 2013 r.

▼ **M2**

Podczas realizacji takiego przeglądu operator statków powietrznych ocenia w sposób spełniający wymogi właściwego organu, czy metodyka monitorowania może zostać zmieniona w celu poprawienia jakości przekazywanych danych bez nieuzasadnionego zwiększenia kosztów. Jeśli proponuje się wprowadzenie do metodyki monitorowania ewentualnych zmian, należy o nich poinformować właściwy organ. Istotne zmiany metodyki monitorowania wymagające aktualizacji planu monitorowania należy przedkładać do zatwierdzenia właściwemu organowi. Istotne zmiany obejmują:

- zmianę w średniorocznych zgłaszanych emisjach, które wymagają od operatora statków powietrznych zastosowania innego poziomu dokładności niż poziom przewidziany w sekcji 2.2.2,
- zmianę liczby lotów lub wartości całorocznych emisji, wskutek której operator przekracza próg ustalony dla niewielkich źródeł emisji określonych w sekcji 4,
- istotną zmianę rodzaju stosowanego paliwa.

W drodze odstępstwa od sekcji 4.3 załącznika I plan monitorowania zawiera następujące informacje:

W odniesieniu do wszystkich operatorów statków powietrznych:

- 1) identyfikację operatora statków powietrznych, sygnał wywoławczy lub inny indywidualny oznacznik wykorzystywany w kontroli ruchu powietrznego, dane kontaktowe operatora statków powietrznych oraz osoby odpowiedzialnej wyznaczonej przez operatora statków powietrznych, adres kontaktowy;
- 2) oznaczenie wersji planu monitorowania;
- 3) wstępny wykaz rodzajów statków powietrznych wykorzystywanych w momencie składania planu monitorowania oraz liczbę statków w każdej kategorii, jak również orientacyjny wykaz dodatkowych rodzajów statków powietrznych, które mogą być wykorzystane, w tym, o ile to możliwe, szacunkową liczbę statków w każdej kategorii oraz strumienie paliwa (rodzaje paliwa) powiązane z każdym rodzajem statku powietrznego;
- 4) opis procedur, systemów i obowiązków wykorzystywanych do określenia kompletności wykazu źródeł emisji w trakcie monitorowanego roku, tzn. w celu zapewnienia kompletności monitorowania i sprawozdawczości emisji ze statków posiadanych oraz dzierżawionych;
- 5) opis procedur wykorzystywanych do monitorowania kompletności wykazu lotów prowadzonych pod indywidualnym oznacznikiem przez parę lotnisk oraz procedur wykorzystywanych do określania, czy loty objęte są zakresem załącznika I do dyrektywy 2003/87/WE, zapewnienia kompletności i uniknięcia podwójnego naliczania;
- 6) opis działań dotyczących pozyskiwania i obróbki danych oraz działań kontrolnych, działań związanych z kontrolą i zapewnianiem jakości, w tym obsługi i kalibracji urządzeń do prowadzenia pomiaru (zob. sekcja 10.3 załącznika I);
- 7) w stosownych przypadkach informację na temat znaczących powiązań z działaniami podjętymi w ramach Systemu Zarządzania Środowiskiem i Audytu Środowiskowego we Wspólnocie (EMAS) oraz innych systemów zarządzania środowiskowego (np. ISO14001:2004), w szczególności w odniesieniu do procedur i kontroli mających znaczenie dla monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych.

▼ **M2**

Oprócz pkt 1–7, w przypadku wszystkich operatorów statków powietrznych, z wyjątkiem tych stanowiących niewielkie źródło emisji pragnących skorzystać z uproszczonych procedur opisanych w sekcji 4 powyżej, plan monitorowania powinien zawierać:

- 8) opis metod monitorowania zużycia paliwa w posiadanych i dzierżawionych statkach powietrznych, w tym:
 - a) wybraną metodykę (metoda A lub metoda B) obliczania zużycia paliwa; jeśli w przypadku wszystkich rodzajów statków powietrznych nie ma zastosowania ta sama metoda, należy przedstawić uzasadnienie takiego podejścia oraz wykaz zawierający informacje na temat metod i warunków ich stosowania;
 - b) procedury pomiaru uzupełnionego zapasu paliwa oraz ilości paliwa w zbiornikach, w tym wybrane poziomy dokładności oraz, stosownie do okoliczności, opis instrumentów pomiarowych wykorzystywanych w procedurach rejestrowania, odzyskiwania, przesyłania i przechowywania informacji dotyczących pomiarów;
 - c) procedurę zapewniającą zgodność maksymalnego poziomu niepewności pomiarów paliwa z wymogami wybranego poziomu dokładności, odnoszącymi się do certyfikatów kalibracji systemów pomiaru, przepisów krajowych, klauzul w umowach z klientami lub standardów dokładności dostawców paliwa.
- 9) procedury pomiaru gęstości stosowane w odniesieniu do uzupełnianego paliwa oraz paliwa w zbiornikach, w tym opis wykorzystywanych instrumentów pomiarowych lub, w razie braku możliwości dokonania pomiaru, wykorzystaną standardową wartość oraz uzasadnienie tego podejścia;
- 10) wskaźnik emisji dla każdego rodzaju paliwa lub metodykę określania wskaźników emisji w przypadku paliw alternatywnych, w tym strategia doboru próby, metody analizy, opis wykorzystywanych laboratoriów i ich akredytację lub ich procedury zapewniania jakości.

Poza pkt 1–7, plan monitorowania sporządzany przez operatorów statków powietrznych stanowiących niewielkie źródło emisji pragnących skorzystać z uproszczonych procedur opisanych w sekcji 4 powyżej, zawiera:

- 11) dokumentację potwierdzającą spełnienie wymagań dotyczących wartości progowych ustalonych dla niewielkich źródeł emisji w sekcji 4;
- 12) potwierdzenie informacji o zastosowaniu narzędzia opisanego w sekcji 4 wraz z opisem narzędzia.

Właściwy organ może wymagać, by operator statków powietrznych wykorzystał elektroniczny formularz do przedłożenia planu monitorowania. Komisja może opublikować standardowy formularz elektroniczny lub specyfikację formatu pliku. W takim przypadku właściwy organ akceptuje wykorzystanie przez operatora statków powietrznych takiego formularza lub specyfikacji, chyba że formularz właściwego organu wymaga wprowadzenia co najmniej takich samych danych.

7. **FORMAT SPRAWOZDAWCZY**

Operatorzy statków powietrznych wykorzystują do celów sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych format określony w sekcji 8 poniżej. Właściwy organ może wymagać, by operator statków powietrznych wykorzystał elektroniczny formularz do przedłożenia rocznego sprawozdania na temat emisji. Komisja może opublikować standardowy formularz elektroniczny lub specyfikację formatu pliku. W takim przypadku właściwy organ akceptuje wykorzystanie przez operatora statków powietrznych takiego formularza lub specyfikacji, chyba że formularz właściwego organu wymaga wprowadzenia co najmniej takich samych danych.

▼ M2

Emisje należy podawać w CO₂ w zaokrągleniu do pełnej tony. Wskaźniki emisji zaokrągla się tak, by zawierały jedynie cyfry istotne dla obliczeń emisji oraz na potrzeby sprawozdania. Dane dotyczące zużycia paliwa na jeden lot wykorzystuje się do obliczeń ze wszystkimi istotnymi cyframi.

8. TREŚĆ ROCZNEGO SPRAWOZDANIA NA TEMAT EMISJI

Każdy operator statków powietrznych dołącza do sprawozdania rocznego następujące informacje:

- 1) dane identyfikacyjne operatora statków powietrznych określone w załączniku IV do dyrektywy 2003/87/WE oraz sygnał wywoławczy lub inny indywidualny oznacznik wykorzystywany do celów kontroli ruchu powietrznego, jak również właściwe dane kontaktowe;
- 2) imię i nazwisko oraz adres weryfikatora sprawozdania;
- 3) rok sprawozdawczy;
- 4) odniesienie do zatwierdzonego planu monitorowania i numer jego wersji;
- 5) odpowiednie zmiany w działaniach i odstępstwa w stosunku do zatwierdzonego planu monitorowania podczas okresu sprawozdawczego;
- 6) znaki rejestracyjne oraz rodzaje statków powietrznych wykorzystywanych w okresie objętym sprawozdaniem do wykonywania działalności lotniczej objętej zakresem załącznika I do dyrektywy 2003/87/WE i prowadzonych przez operatora statków powietrznych;
- 7) całkowitą liczbę lotów objętą sprawozdaniem;
- 8) dane zgodnie z tabelą 2 poniżej;
- 9) noty dodatkowe: ilość biomasy wykorzystywanej jako paliwo podczas roku sprawozdawczego (w tonach lub m³), w podziale na rodzaje paliwa.

Tabela 2

Format sprawozdawczy w odniesieniu do rocznych emisji gazów cieplarnianych w działalności lotniczej

Parametr	Jednostki	Strumień materiałów wsadowych			Ogółem
		Paliwo typu 1	Paliwo typu 2	Paliwo typu n	
Nazwa paliwa					
Źródła emisji wykorzystujące każdy rodzaj strumienia materiałów wsadowych (poszczególne rodzaje statków powietrznych):					
Całkowite zużycie paliwa	t				
Wartość opałowa paliwa (¹)	TJ/t				
Wskaźnik emisji paliwa	t CO ₂ /t lub t CO ₂ /TJ				
Ogólna łączna ilość emisji CO ₂ ze wszystkich lotów na tym samym paliwie	t CO ₂				
w których państwo członkowskie wylotu jest takie samo jak państwo członkowskie przylotu (loty krajowe)	t CO ₂				

▼ M2

Parametr	Jednostki	Strumień materiałów wsadowych			Ogółem
		Paliwo typu 1	Paliwo typu 2	Paliwo typu n	
we wszystkich pozostałych lotach (loty międzynarodowe wewnątrz EU i poza UE)	t CO ₂				

Ogólna łączna ilość emisji CO₂ ze wszystkich lotów, w których państwo członkowskie wylotu jest takie samo jak państwo członkowskie przylotu (loty krajowe):

Państwo członkowskie 1	t CO ₂				
Państwo członkowskie 2	t CO ₂				
Państwo członkowskie n	t CO ₂				

Ogólna łączna ilość emisji CO₂ ze wszystkich lotów, w których państwem wylotu jest państwo członkowskie lub kraj trzeci ⁽²⁾:

Państwo członkowskie 1	t CO ₂				
Państwo członkowskie 2	t CO ₂				
Państwo członkowskie n	t CO ₂				

Ogólna łączna ilość emisji CO₂ ze wszystkich lotów z krajów trzecich, gdzie miejscem przylotu jest państwo członkowskie ⁽²⁾:

Państwo członkowskie 1	t CO ₂				
Państwo członkowskie 2	t CO ₂				
Państwo członkowskie n	t CO ₂				

⁽¹⁾ Nie ma zastosowania do komercyjnych paliw standardowych wymienionych w tabeli 1 niniejszego załącznika, wykorzystywanych do działalności lotniczej.

⁽²⁾ Suma emisji w podziale na kraje trzecie podana w odniesieniu do poszczególnych krajów.

Do rocznego sprawozdania na temat emisji każdy operator statków powietrznych dodaje w postaci załącznika poniższe informacje:

- roczne emisje i roczne dane liczbowe dotyczące lotów w odniesieniu do pary lotnisk.
- Operator może wystąpić z wnioskiem, aby załącznik ten traktowano jako informację poufną.

9. WERYFIKACJA

Oprócz wymogów dotyczących weryfikacji przedstawionych w sekcji 10.4 załącznika I, weryfikator bierze pod uwagę następujące kwestie:

- kompletność danych dotyczących lotów i emisji gazów cieplarnianych w stosunku do danych dotyczących ruchu lotniczego, na przykład gromadzonych przez Eurocontrol,
- spójność pomiędzy podawanymi danymi a dokumentacją masy i arkuszem wyważenia,
- spójność pomiędzy zagregowanymi danymi dotyczącymi zużycia paliwa oraz danymi dotyczącymi paliwa zakupionego lub dostarczonego w inny sposób do statku powietrznego wykonującego loty.

▼ **M2***ZAŁĄCZNIK XV***Wytyczne dla konkretnych kategorii działalności służące określeniu danych dotyczących tonokilometrów pochodzących z działalności lotniczej do celów wniosku przewidzianego w art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE****1. WPROWADZENIE**

Niniejszy załącznik zawiera ogólne wytyczne dotyczące monitorowania, sprawozdawczości i weryfikowania danych dotyczących tonokilometrów w odniesieniu do działalności lotniczej opisanej w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE.

Niniejszy załącznik ma zastosowanie odpowiednio do monitorowania, sprawozdawczości i weryfikowania danych dotyczących tonokilometrów. W tym celu odniesienia do emisji interpretuje się jako odniesienia do danych dotyczących tonokilometrów. Sekcje 4.1, 4.2, 5.1, 5.3 5.7, 6, 7 oraz 11–16 załącznika I nie mają zastosowania do danych dotyczących tonokilometrów.

2. OGRANICZENIA I KOMPLETNOŚĆ

Zawarte w niniejszym załączniku szczegółowe wytyczne wykorzystywane są do monitorowania i zgłaszania danych dotyczących tonokilometrów zgodnie z załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE. Niniejszy załącznik dotyczy wszystkich lotów objętych załącznikiem I do powyższej dyrektywy wykonywanych w trakcie okresu sprawozdawczego.

W celu identyfikacji zdefiniowanego w art. 3 lit. o) dyrektywy 2003/87/WE konkretnego operatora statków powietrznych odpowiedzialnego za lot wykorzystuje się sygnał wywoławczy używany do celów kontroli ruchu lotniczego. Sygnał wywoławczy to oznacznik ICAO w polu 7 planu lotu, zaś w przypadku jego braku znak rejestracyjny statku powietrznego. Jeśli operator statku powietrznego nie jest znany, za operatora statku powietrznego uznaje się właściciela statku powietrznego, chyba że wykaże on zgodnie z wymogami, że operatorem statku powietrznego była inna osoba.

3. PLAN MONITOROWANIA

Zgodnie z art. 3g dyrektywy 2003/87/WE operator statków powietrznych ma obowiązek przedłożenia planu monitorowania zawierającego środki wykorzystywane podczas monitorowania oraz przekazania danych dotyczących tonokilometrów.

Operatorzy statków powietrznych przedkładają swoje plany monitorowania właściwemu organowi do zatwierdzenia co najmniej na cztery miesiące przed rozpoczęciem pierwszego okresu sprawozdawczego.

Operator statków powietrznych określa w planie monitorowania, jaką metodykę monitorowania wykorzystuje do każdego rodzaju statków powietrznych. Jeśli operator statków powietrznych ma zamiar korzystać z wydzierżawionych statków powietrznych lub innych rodzajów statków powietrznych, które nie zostały uwzględnione w planie monitorowania w momencie jego przedłożenia właściwemu organowi, operator statków powietrznych uwzględni w planie monitorowania opis procedury definiowania metodyki monitorowania takich dodatkowych typów statków powietrznych. Operator statków powietrznych zapewnia konsekwentne stosowanie raz wybranej metodyki monitorowania.

W drodze odstępstwa od sekcji 4.3 załącznika I plan monitorowania zawiera następujące informacje:

- 1) dane identyfikacyjne operatora statków powietrznych, sygnał wywoławczy lub inny indywidualny oznacznik wykorzystywany w kontroli ruchu powietrznego, dane kontaktowe operatora statków powietrznych oraz osoby odpowiedzialnej wyznaczonej przez operatora statków powietrznych, adres kontaktowy;
- 2) określenie wersji planu monitorowania;

▼ **M2**

- 3) wstępny wykaz rodzajów statków powietrznych wykorzystywanych w momencie składania planu monitorowania oraz liczba statków w każdej kategorii, jak również orientacyjny wykaz dodatkowych rodzajów statków powietrznych, które mogą być wykorzystywane, w tym, o ile to możliwe, szacunkowa liczba statków w każdej kategorii;
- 4) opis procedur, systemów i obowiązków wykorzystywanych do określenia kompletności wykazu źródeł emisji w trakcie monitorowanego roku, tzn. w celu zapewnienia kompletności monitorowania i sprawozdawczości w zakresie danych dotyczących tonokilometrów w odniesieniu do statków posiadanych oraz dzierżawionych;
- 5) opis procedur wykorzystywanych do monitorowania kompletności wykazu lotów prowadzonych pod indywidualnym oznacznikiem przez parę lotnisk oraz procedur wykorzystywanych do określania, czy loty objęte są zakresem załącznika I do dyrektywy 2003/87/WE, zapewnienia kompletności i uniknięcia podwójnego naliczania;
- 6) opis działań dotyczących pozyskiwania i obróbki danych oraz działań kontrolnych zgodnie z sekcją 10.3 załącznika I;
- 7) w stosownych przypadkach informacje na temat znaczących powiązań z działaniami podjętymi w ramach systemu zarządzania jakością, w szczególności w odniesieniu do procedur i kontroli w odniesieniu do monitorowania i podawania danych dotyczących tonokilometrów;
- 8) opis metod ustalania danych dotyczących tonokilometrów na lot, w tym określenie:
 - a) procedur, obowiązków, źródeł danych oraz wzorów obliczeniowych stosowanych do określania i zapisywania odległości w odniesieniu do pary lotnisk;
 - b) czy stosuje się standardową masę 100 kg na pasażera (poziom dokładności 1), czy też masę wynikającą z dokumentacji masy i arkusza wyważenia (poziom dokładności 2). W przypadku poziomu dokładności 2 należy przedstawić opis procedury uzyskiwania masy pasażerów;
 - c) opis procedur wykorzystywanych do ustalania masy ładunku i przesyłek pocztowych;
 - d) w stosownych przypadkach opis narzędzi pomiarowych wykorzystywanych do pomiaru masy pasażerów, ładunku i poczty.

Właściwy organ może wymagać, by operator statków powietrznych wyko-rzystał elektroniczny formularz do przedłożenia planu monitorowania. Komisja może opublikować standardowy formularz elektroniczny lub specyfikację formatu pliku. W takim przypadku właściwy organ akceptuje wykorzystanie przez operatora statków powietrznych takiego formularza lub specyfikacji, chyba że formularz właściwego organu wymaga wprowadzenia co najmniej takich samych danych.

4. **METODYKI OBLICZANIA DANYCH DOTYCZĄCYCH TONOKILOMETRÓW**

4.1. **WZÓR OBLICZANIA**

Operatorzy statków powietrznych monitorują i przedstawiają dane dotyczące tonokilometrów, stosując metodykę opartą na obliczeniach. Tonokilometry są obliczane według następującego wzoru:

$$\text{tonokilometry (t km)} = \text{odległość (km)} * \text{ładunek handlowy (t)}$$

▼ **M2****4.2. ODLEGŁOŚĆ**

Odległość oblicza się przy pomocy następującego wzoru:

$$\text{Odległość [km]} = \text{długość ortodromy [km]} + 95 \text{ km}$$

Długość ortodromy definiuje się jako najkrótszą odległość pomiędzy dwoma dowolnymi punktami na powierzchni Ziemi, określoną w przybliżeniu przy pomocy systemu wskazanego w art. 3.7.1.1 załącznika 15 do konwencji chicagowskiej (WGS 84).

Współrzędne geograficzne lotniska podaje się albo w oparciu o lokalizację lotniska podaną w AIP (Aeronautical Information Publications) zgodnie z załącznikiem 15 do konwencji chicagowskiej, albo o źródło wykorzystujące dane AIP.

Możliwe jest również wykorzystanie obliczeń odległości wykonanych przez aplikacje komputerowe lub osoby trzecie, pod warunkiem że metodyka wykonywania obliczeń oparta jest na powyższym wzorze oraz danych AIP.

4.3. ŁADUNEK HANDLOWY

Ładunek handlowy oblicza się przy pomocy następującego wzoru:

$$\text{Ładunek handlowy (t)} = \text{masa ładunku i poczty (t)} + \text{masa pasażerów i odprawionego bagażu (t)}$$

4.3.1. MASA ŁADUNKU I POCZTY

Do obliczania ładunku handlowego wykorzystuje się rzeczywistą lub standardową masę zawartą w dokumentacji masy i arkuszu wyważenia. Operatorzy statków powietrznych, którzy nie mają obowiązku posiadania dokumentacji masy i arkusza wyważenia proponują właściwą metodykę określenia masy ładunku oraz poczty w planie monitorowania przedkładanym do zatwierdzenia właściwemu organowi.

Rzeczywista masa ładunku i poczty nie uwzględnia tary w postaci wszystkich palet i pojemników, które nie są ładunkiem handlowym, oraz ciężaru roboczego.

4.3.2. MASA PASAŻERÓW I ODPRAWIONEGO BAGAŻU

Operatorzy statków powietrznych mogą stosować dwa różne poziomy dokładności w celu określenia masy pasażerów. W celu określenia masy pasażerów i odprawionego bagażu operator może wybrać poziom dokładności 1 jako wartość minimalną. W tym samym okresie rozliczeniowym wybrany poziom dokładności należy stosować w odniesieniu do wszystkich lotów.

Poziom dokładności 1

wykorzystuje się standardową wartość 100 kg dla każdego pasażera i odprawionego bagażu.

Poziom dokładności 2

w odniesieniu do każdego lotu wykorzystuje się masę pasażerów i odprawionego bagażu podaną w dokumentacji masy i arkuszu wyważenia.

5. OCENA NIEPEWNOŚCI

Operator statków powietrznych powinien mieć wiedzę na temat głównych źródeł niepewności przy obliczaniu danych dotyczących tonokilometrów. Zastosowanie szczegółowej analizy niepewności przedstawionej w sekcji 7 załącznika I nie jest konieczne w przypadku metodyki obliczania danych dotyczących tonokilometrów.

▼ **M2**

Operator statków powietrznych przeprowadza regularnie odpowiednie działania kontrolne przewidziane w sekcji 10.2 i 10.3 załącznika I, zaś w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości podejmuje niezwłocznie działania naprawcze zgodnie z sekcją 10.3.5.

6. **SPRAWOZDAWCZOŚĆ**

Sprawozdawczość w zakresie tonokilometrów wymagana jest dla celów przewidzianych w art. 3e i 3f dyrektywy 2003/87/WE wyłącznie w odniesieniu do określonych tam lat monitorowania.

Operatorzy statków powietrznych wykorzystują do celów sprawozdawczości w zakresie danych dotyczących tonokilometrów format określony w sekcji 7 poniżej. Właściwy organ może wymagać, by operator statków powietrznych wykorzystał elektroniczny formularz do przedłożenia rocznego sprawozdania na temat tonokilometrów. Komisja może opublikować standardowy formularz elektroniczny lub specyfikację formatu pliku. W takim przypadku właściwy organ akceptuje wykorzystanie przez operatora statków powietrznych takiego formularza lub specyfikacji, chyba że formularz właściwego organu wymaga wprowadzenia co najmniej takich samych danych.

Tonokilometry należy podawać w zaokrągleniu [t km]. Dane w odniesieniu do jednego lotu wykorzystuje się do obliczeń ze wszystkimi istotnymi cyframi.

7. **TREŚĆ SPRAWOZDANIA NA TEMAT DANYCH DOTYCZĄCYCH TONOKILOMETRÓW**

Każdy operator statków powietrznych włącza do sprawozdania rocznego na temat danych dotyczących tonokilometrów następujące informacje:

- 1) dane identyfikacyjne operatora statków powietrznych określone w załączniku IV do dyrektywy 2003/87/WE oraz sygnał wywoławczy lub inny indywidualny oznacznik wykorzystywany do celów kontroli ruchu powietrznego, jak również właściwe dane kontaktowe;
- 2) imię i nazwisko oraz adres weryfikatora sprawozdania;
- 3) rok sprawozdawczy;
- 4) odniesienie do zatwierdzonego planu monitorowania i numer jego wersji;
- 5) odpowiednie zmiany w działaniach i odstępstwa w stosunku do zatwierdzonego planu monitorowania podczas okresu sprawozdawczego;
- 6) znaki rejestracyjne oraz rodzaje statków powietrznych wykorzystywanych w okresie objętym sprawozdaniem do wykonywania działań lotniczych objętych zakresem załącznika I do dyrektywy 2003/87/WE prowadzonych przez operatora statków powietrznych;
- 7) wybraną metodę obliczania masy pasażerów i odprawionego bagażu oraz ładunku i poczty;
- 8) całkowitą liczbę pasażerokilometrów oraz tonokilometrów w odniesieniu do wszystkich lotów wykonanych w trakcie roku, którego dotyczy sprawozdanie, objętych wykazem działalności lotniczej zawartym w załączniku I;
- 9) w odniesieniu do każdej pary lotnisk: oznacznik ICAO pary lotnisk, odległość (= długość ortodromy + 95 km) w km, całkowitą liczbę lotów przypadającą na parę lotnisk w okresie sprawozdawczym, całkowitą masę pasażerów i odprawionego bagażu (w tonach) na parę lotnisk w okresie sprawozdawczym, całkowitą liczbę pasażerów * kilometry na parę lotnisk, całkowitą masę ładunku i przesyłek pocztowych (w tonach) na parę lotnisk w okresie sprawozdawczym, sumę tonokilometrów na parę lotnisk (t km).

▼ M2**8. WERYFIKACJA**

Oprócz wymogów dotyczących weryfikacji przedstawionych w sekcji 10.4 załącznika I, weryfikator bierze pod uwagę następujące kwestie:

- kompletność danych dotyczących lotów i tonokilometrów w stosunku do danych dotyczących ruchu lotniczego, na przykład gromadzonych przez Eurocontrol w celu upewnienia się, że w sprawozdaniu operatora uwzględniono jedynie kwalifikujące się loty,
- spójność pomiędzy podawanymi danymi a dokumentacją masy i arkuszem wyważenia.

W odniesieniu do tonokilometrów poziom istotności wynosi 5 %.

▼ **M3***ZAŁĄCZNIK XVI*

Wytyczne dotyczące określania emisji gazów cieplarnianych pochodzących z wychwytywania CO₂ w podziale na kategorie działalności w celu transportu i geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Wytyczne dotyczące poszczególnych kategorii działalności zawarte w niniejszym załączniku mają zastosowanie do emisji wynikających z wychwytywania CO₂.

Wychwytywanie CO₂ można prowadzić za pomocą odpowiednich instalacji odbierających CO₂ przenoszony z innych instalacji lub instalacji emitujących CO₂, który ma być wychwytywany na podstawie tego samego zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych. W zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych muszą być uwzględnione wszystkie części instalacji przeznaczone do wychwytywania CO₂, pośredniego składowania, przenoszenia do sieci transportowej CO₂ lub miejsca geologicznego składowania CO₂. Jeżeli instalacje są wykorzystywane do innych kategorii działalności objętych dyrektywą 2003/87/WE, emisje wynikające z tych kategorii działalności są monitorowane zgodnie z odpowiednimi załącznikami niniejszych wytycznych.

2. EMISJE WYNIKAJĄCE Z WYCHWYTYWANIA CO₂

W ramach operacji wychwytywania CO₂ potencjalne źródła emisji CO₂ obejmują:

— CO₂ przenoszony do instalacji wychwytyjących,

— spalanie i inne powiązane rodzaje działalności w instalacji (związane z wychwytywaniem), to jest używanie paliwa i innych rodzajów materiału wsadowego.

3. ILOŚCIOWE OKREŚLANIE PRZENOSZONYCH I EMITOWANYCH ILOŚCI CO₂

3.1. OZNACZANIE NA POZIOMIE INSTALACJI

Wielkość emisji jest obliczana przy użyciu pełnego bilansu masowego z uwzględnieniem potencjalnych emisji CO₂ ze wszystkich procesów związanych z emisjami w instalacji, a także ilości CO₂ wychwyconego i przeniesionego do sieci transportowej.

Emisje z instalacji są obliczane według następującego wzoru:

$$E_{\text{instalacja wychwytyjąca}} = T_{\text{ładunek}} + E_{\text{bez wychwytywania}} - T_{\text{składowanie}}$$

Gdzie:

$E_{\text{instalacja wychwytyjąca}}$ = Łączna wielkość emisji gazów cieplarnianych z instalacji wychwytyjącej;

▼ **M3**

$T_{\text{ładunek}}$	= Ilość CO ₂ przeniesionego do instalacji wychwytywającej, określana zgodnie z załącznikiem XII i sekcją 5.7 w załączniku I. Jeśli operator może udowodnić w sposób zadowalający właściwemu organowi, że wszystkie emisje CO ₂ instalacji emitującej są przenoszone do instalacji wychwytywającej, właściwy organ może zezwolić operatorowi na użycie emisji instalacji emitującej określonych zgodnie z załącznikami I–XII zamiast stosowania systemów ciągłych pomiarów emisji;
$E_{\text{bez wychwytywania}}$	= Wielkość emisji z instalacji, jeżeli CO ₂ nie był wychwytywany, to jest suma emisji wynikających ze wszystkich innych kategorii działalności w instalacji, monitorowanych zgodnie z odpowiednimi załącznikami;
$T_{\text{składowanie}}$	= Ilość CO ₂ przeniesionego do sieci transportowej lub składowiska, określona zgodnie z załącznikiem XII i sekcją 5.7 w załączniku I.

Jeżeli wychwytywanie CO₂ jest przeprowadzane przez tą samą instalację, z której pochodzi wychwytywany CO₂, wartość $T_{\text{ładunek}}$ jest równa zeru.

W przypadku niezależnych instalacji wychwytywających $E_{\text{bez wychwytywania}}$ odpowiada ilości emisji z innych źródeł niż CO₂ przenoszony do instalacji wychwytywającej, na przykład emisji wynikających ze spalania w turbinach, kompresorach, piecach grzewczych. Emisje te można określić za pomocą obliczeń lub pomiarów zgodnie z odpowiednim załącznikiem dotyczącym danej kategorii działalności.

W przypadku niezależnych instalacji wychwytywających instalacja przesyłająca CO₂ do instalacji wychwytywającej odejmuje wartość $T_{\text{ładunek}}$ od ilości własnych emisji.

3.2. OKREŚLANIE PRZENOSZONEGO CO₂

Ilość CO₂ przenoszonego z instalacji wychwytywającej i do instalacji wychwytywającej jest określana zgodnie z sekcją 5.7 w załączniku I za pomocą CEMS stosowanych zgodnie z załącznikiem XII. Jako minimum stosuje się poziom dokładności 4 określony w załączniku XII. Tylko wtedy, gdy niewykonalność tej metody z technicznego punktu widzenia zostanie udowodniona właściwemu organowi, można zastosować kolejny poziom dokładności w odniesieniu do odpowiedniego źródła emisji.

▼ **M3***ZAŁĄCZNIK XVII*

Wytyczne dotyczące określania emisji gazów cieplarnianych pochodzących z transportu CO₂ rurociągiem, w podziale na kategorie działalności, w celu geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Zakres monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do emisji wynikających z transportu CO₂ rurociągiem jest określony w zezwoleniu na emisje gazów cieplarnianych dotyczącym sieci transportowej, włącznie z instalacjami połączonymi funkcjonalnie z siecią transportową, w tym stacjami wspomagającymi i piecami grzewczymi. Każda sieć transportowa ma co najmniej jeden punkt początkowy i jeden punkt końcowy, a każdy z nich jest przyłączony do innych instalacji używanych do jednej lub kilku rodzajów działalności obejmujących wychwytywanie, transport lub geologiczne składowanie CO₂. Punkty początkowe i końcowe mogą obejmować rozwidlenia sieci transportowej i granice państwa. Punkty początkowe i końcowe, a także instalacje, do których są przyłączone, są określone w zezwoleniu na emisje gazów cieplarnianych.

2. ILOŚCIOWE OKREŚLENIE EMISJI CO₂

Podczas transportu CO₂ rurociągiem potencjalne źródła emisji CO₂ obejmują:

- spalanie i inne procesy w instalacjach funkcjonalnie podłączonych do sieci transportowej, np. w stacjach wspomagających,
- emisje lotne z sieci transportowej,
- uwolnione emisje z sieci transportowej,
- emisje w związku z wyciekami z sieci transportowej.

W przypadku sieci transportowej, do której zastosowano przedstawioną poniżej metodę B, do obliczonego poziomu emisji nie dodaje się CO₂ otrzymanego z innych instalacji w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji i od obliczonego poziomu emisji nie odejmuje się CO₂, który jest przenoszony do innej instalacji w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji.

2.1. METODY OKREŚLANIA ILOŚCIOWEGO

Operatorzy sieci transportowych mogą stosować jedną z następujących metod:

METODA A

Emisje z sieci transportowej są określone przy pomocy bilansu masowego według następującego wzoru:

$$Emisje [tCO_2] = E_{własna\ działalność} + \sum_i T_{IN,i} - \sum_j T_{OUT,j}$$

Gdzie:

Emisje = Łączna ilość emisji CO₂ z sieci transportowej [t CO₂];

$E_{własna\ działalność}$ = Emisje z własnej działalności sieci transportowej (tj. nie pochodzące z transportu CO₂), na przykład z paliwa używanego w stacjach wspomagających, monitorowane zgodnie z odpowiednimi załącznikami niniejszych wytycznych;

$T_{IN,i}$ = Ilość CO₂ przenoszonego do sieci transportowej w punkcie początkowym i , określona zgodnie z załącznikiem XII i sekcją 5.7 w załączniku I;

▼ **M3**

$T_{OUT,j}$ = Ilość CO₂ przenoszonego z sieci transportowej w punkcie końcowym j , określona zgodnie z załącznikiem XII i sekcją 5.7 w załączniku I.

METODA B

Wielkość emisji jest obliczana z uwzględnieniem potencjalnych emisji CO₂ wynikających ze wszystkich procesów związanych z emisjami w instalacji, a także ilości CO₂ wychwyconego i przeniesionego do instalacji transportującej, według następującego wzoru:

Emisje [t CO₂] = CO₂ lotny + CO₂ uwolniony + CO₂ wycieki + CO₂ instalacje

Gdzie:

Emisje = Łączna ilość emisji CO₂ z sieci transportowej [t CO₂];

CO₂ lotny = Ilość lotnych emisji [t CO₂] pochodzących z CO₂ transportowanego w sieci transportowej, wraz z uszczelnieniami, zaworami, pośrednimi tłoczniami gazu i pośrednimi miejscami składowania;

CO₂ uwolniony = Ilość uwolnionych emisji [t CO₂] pochodzących z CO₂ transportowanego w sieci transportowej;

CO₂ wycieki = Ilość CO₂ [t CO₂] transportowanego w sieci transportowej, emitowanego w wyniku usterki jednego lub kilku elementów sieci transportowej;

CO₂ instalacje = Ilość CO₂ [t CO₂] emitowanego w wyniku spalania lub innych procesów funkcjonalnie połączonych z transportem rurociągiem w sieci transportowej, monitorowanego zgodnie z odpowiednimi załącznikami niniejszych wytycznych.

2.2. WYMOGI DOTYCZĄCE OKREŚLANIA ILOŚCIOWEGO

Wybierając metodę A lub metodę B, operator musi udowodnić właściwemu organowi, że wybrana metodologia doprowadzi do wiarygodniejszych rezultatów z mniejszym poziomem niepewności co do całkowitego poziomu emisji, przy zastosowaniu najlepszych technologii i wiedzy dostępnych w momencie stosowania zezwolenia na emisje gazów cieplarnianych, bez generowania nieracjonalnych kosztów. Wybierając metodę B operator musi udowodnić właściwemu organowi, że całkowita niepewność związana z rocznym poziomem emisji gazów cieplarnianych w przypadku sieci transportowej operatora nie przekracza 7,5 %.

2.2.1. SPECJALNE WYMOGI DOTYCZĄCE METODY A

Ilość CO₂ przenoszonego z sieci transportowej i do sieci transportowej jest określana zgodnie z sekcją 5.7 w załączniku I za pomocą CEMS stosowanych zgodnie z załącznikiem XII. Jako minimum stosuje się poziom dokładności 4 określony w załączniku XII. Tylko wówczas, gdy udowodnione zostanie właściwemu organowi, że z technicznego punktu widzenia metoda jest niewykonalna, można zastosować kolejny poziom dokładności w odniesieniu do odpowiedniego źródła emisji.

▼ **M3**

2.2.2. SPECJALNE WYMOGI DOTYCZĄCE METODY B

2.2.2.1. *Emisje pochodzące ze spalania*

Potencjalne emisje ze spalania paliwa są monitorowane zgodnie z załącznikiem II.

2.2.2.2. *Emisje lotne z sieci transportowej*

Emisje lotne z sieci transportowej obejmują emisje z następujących rodzajów wyposażenia:

- uszczelnienia,
- urządzenia pomiarowe,
- zawory,
- pośrednie tłocznie gazu,
- pośrednie miejsca składowania.

Operator określa średnie wskaźniki emisji EF (wyrażone jako g CO₂/jednostka czasu) dla każdego elementu wyposażenia/sytuacji, w której można spodziewać się emisji lotnych, na początku operacji i najpóźniej do końca pierwszego roku sprawozdawczego, w którym sieć transportowa funkcjonuje. Operator dokonuje przeglądu wskaźników co najmniej co 5 lat, na podstawie najlepszych dostępnych technik w tej dziedzinie.

Całkowita ilość emisji jest obliczana poprzez pomnożenie liczby elementów wyposażenia z każdej kategorii przez wskaźnik emisji i dodanie wyników w pojedynczych kategoriach, według następującego równania:

$$\text{Emisje lotne [tCO}_2\text{]} = \left(\sum_{\text{Kategoria}} EF[\text{gCO}_2/\text{sytuacja}] \times \text{liczba sytuacji} \right) / 1\,000\,000$$

Liczba sytuacji jest liczbą elementów wyposażenia w danej kategorii pomnożonych przez liczbę jednostek czasu rocznie.

2.2.2.3. *Emisje pochodzące z wycieków*

Operator sieci transportowej przedstawia dowód integralności sieci za pomocą reprezentatywnych danych (przestrzennych i czasowych) dotyczących temperatury i ciśnienia. Jeżeli z danych wynika, że nastąpił wyciek, operator oblicza ilość CO₂ pochodzącego z wycieku przy użyciu odpowiedniej metodologii udokumentowanej w planie monitorowania, na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk w sektorze, na przykład wykorzystując dane dotyczące różnic temperatur i ciśnienia w porównaniu ze średnimi wartościami temperatury i ciśnienia dla szczelnego układu.

2.2.2.4. *Uwolnione emisje*

W planie monitorowania operator przedstawia analizę dotyczącą potencjalnych sytuacji uwolnienia emisji, włącznie z konserwacją lub sytuacjami nadzwyczajnymi, oraz odpowiednio udokumentowaną metodologię obliczania ilości uwolnionego CO₂ na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk w sektorze.

2.2.2.5. *Zatwierdzanie wyników obliczania emisji lotnych i emisji z wycieków*

Mając na względzie, że monitorowanie CO₂ przenoszonego do sieci transportowej i z sieci transportowej będzie przeprowadzane w każdym przypadku z przyczyn handlowych, co najmniej raz w roku operator sieci transportowej stosuje metodę A do zatwierdzania wyników metody B. W tym względzie, do pomiaru przenoszonego CO₂ można stosować niższe poziomy dokładności określone w załączniku XII.

▼ **M3***ZAŁĄCZNIK XVIII***Wytyczne dotyczące geologicznego składowania CO₂ na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE w podziale na kategorie działalności****1. ZAKRES**

Zakres monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do emisji wynikających z geologicznego składowania CO₂ powinien być dostosowany do poszczególnych składowisk i opierać się na obszarze składowiska i kompleksu składowania wyznaczonym w zezwoleniu na mocy dyrektywy 2009/31/WE. Wszystkie źródła emisji z instalacji zatłaczającej CO₂ są uwzględnione w zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych. Jeżeli w kompleksie składowania zostaną stwierdzone wycieki, które prowadzą do emisji lub uwolnienia CO₂ do słupa wody, należy uwzględnić je jako źródła emisji w danej instalacji do czasu podjęcia działań naprawczych na mocy art. 16 dyrektywy 2009/31/WE i braku wykrywalności emisji lub uwalniania emisji z wycieku do słupa wody.

2. OKREŚLENIE EMISJI CO₂

Potencjalne źródła emisji CO₂ wynikających z geologicznego składowania CO₂ obejmują:

- używanie paliwa w stacjach wspomagających i inne procesy spalania, na przykład w miejscowych elektrowniach,
- uwalnianie podczas zatłaczania lub operacji intensyfikacji wydobycia węglowodorów,
- emisje lotne podczas zatłaczania,
- przebiecie CO₂ z operacji intensyfikacji wydobycia węglowodorów,
- wyciek.

Operator składowiska nie dodaje CO₂ otrzymanego z innej instalacji do obliczonego poziomu emisji i nie odejmuje od obliczonego poziomu emisji CO₂, który jest przenoszony do innej instalacji lub geologicznie składowany w składowisku.

2.1. EMISJE WYNIKAJĄCE Z UŻYWANIA PALIW

Emisje wynikające z powyższych działalności są określane zgodnie z załącznikiem II.

2.2. EMISJE UWALNIANE I LOTNE POCHODZĄCE Z ZATŁACZANIA

Emisje uwalniane i lotne są określane w następujący sposób:

$$CO_2 \text{ emitowany } [tCO_2] = V \text{ } CO_2 [tCO_2] + F \text{ } CO_2 [tCO_2]$$

Gdzie:

$V \text{ } CO_2$ = ilość uwolnionego CO₂;

$F \text{ } CO_2$ = ilość CO₂ z emisji lotnych.

Wartość $V \text{ } CO_2$ określa się przy pomocy CEMS zgodnie z załącznikiem XII niniejszych wytycznych. Jeśli stosowanie CEMS prowadziłoby do powstania nieuzasadnionych kosztów operator może uwzględnić w planie monitorowania odpowiednią metodologię na podstawie najlepszych praktyk w sektorze, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwy organ.

▼ **M3**

Wartość F_{CO_2} jest uważana za jedno źródło, co oznacza, że wymogi dotyczące niepewności z załącznika XII i sekcji 6.2 w załączniku I mają zastosowanie do łącznej wartości, a nie do poszczególnych punktów emisji. W planie monitorowania operator przedstawia analizę dotyczącą potencjalnych źródeł emisji lotnych oraz odpowiednio udokumentowaną metodologię obliczania lub pomiaru ilości F_{CO_2} na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk w sektorze. Do ustalania wartości F_{CO_2} można wykorzystać dane dotyczące instalacji zatłaczającej zgromadzone na mocy art. 13 i załącznika II pkt 1.1 lit. e)–h) do dyrektywy 2009/31/WE, jeżeli są one zgodne z wymogami niniejszych wytycznych.

2.3. UWOLNIONE I LOTNE EMISJE WYNIKAJĄCE Z OPERACJI INTENSYFIKACJI WYDOBYCIA WĘGLOWODORÓW

Połączenie intensyfikacji wydobywania węglowodorów z geologicznym składowaniem CO_2 może prowadzić do powstania dodatkowego źródłowego strumienia emisji, to jest przebiecia CO_2 z uzyskanymi węglowodorami. Dodatkowe źródła emisji wynikające z intensyfikacji wydobywania węglowodorów obejmują:

- jednostki oddzielania oleju i gazu oraz zakłady recyklingu gazu, w których mogą wystąpić lotne emisje CO_2 ,
- urządzenie do spalania odpadów petrochemicznych, które może wytwarzać emisje w wyniku stosowania ciągłych systemów oczyszczania i obniżania ciśnienia w instalacji do wytwarzania węglowodorów,
- system przedmuchiwania CO_2 w celu uniknięcia sytuacji, w której wysokie stężenie CO_2 doprowadza do wygaszenia płomienia.

Wszelkie występujące emisje lotne będą zazwyczaj przekierowywane za pomocą systemu wiążącego do systemu spalania lub oczyszczania CO_2 . Wszelkie emisje lotne lub uwolnione emisje CO_2 , na przykład z systemu oczyszczania CO_2 , są określone zgodnie z sekcją 2.2 w niniejszym załączniku.

Emisje pochodzące z systemu spalania odpadów petrochemicznych są określone zgodnie z załącznikiem II, przy uwzględnieniu potencjalnego CO_2 w spalonym gazie.

3. WYCIEK Z KOMPLEKSU SKŁADOWANIA

Monitorowanie rozpoczyna się w przypadku, gdy wycieki prowadzą do emisji lub uwolnienia gazu do słupa wody. Uznaje się, że ilość emisji wynikających z uwolnienia CO_2 do słupa wody odpowiada ilości uwolnionej do słupa wody.

Monitorowanie emisji lub uwolnienia do słupa wody w wyniku wycieku jest kontynuowane do czasu podjęcia działań naprawczych na mocy art. 16 dyrektywy 2009/31/WE i braku wykrywalności emisji lub uwolnienia do słupa wody.

Emisje i uwolnienie do słupa wody są określone ilościowo w następujący sposób:

$$CO_2 \text{ emitowany } [tCO_2] = \sum_{T_{\text{początek}}}^{T_{\text{koniec}}} L_{CO_2} [tCO_2/d]$$

▼ **M3**

Gdzie:

L_{CO_2} = masa CO_2 emitowanego lub uwolnionego w każdym dniu kalendarzowym w wyniku wycieku. Za każdy dzień kalendarzowy monitorowania wycieku należy obliczyć średnią masę wycieku na godzinę [tCO_2/h] pomnożoną przez 24. Masę wycieku na godzinę należy określić zgodnie z postanowieniami w zatwierdzonym planie monitorowania składowiska i wycieku. Za każdy dzień kalendarzowy przed rozpoczęciem monitorowania należy przyjąć dzienną masę wycieku odpowiadającą dziennej masie wycieku w pierwszym dniu monitorowania.

$T_{początek}$ = w zależności od tego, co nastąpiło później:

- ostatnia data, pod którą nie odnotowano emisji ani uwolnienia do słupa wody z analizowanego źródła;
- data rozpoczęcia zatłaczania CO_2 ;
- inna data, jeżeli można udowodnić właściwemu organowi, że emisja lub uwolnienie do słupa wody nie mogły nastąpić przed tą datą.

T_{koniec} = data, kiedy zostały podjęte działania naprawcze na mocy art. 16 dyrektywy 2009/31/WE i nastąpił brak wykrywalności emisji lub uwalniania do słupa wody.

Mogą być stosowane inne metody ilościowego określania emisji lub uwalniania do słupa wody w wyniku wycieku, jeżeli są zatwierdzone przez właściwy organ ze względu na to, że zapewniają większą dokładność niż przedstawiona powyżej metoda.

Ilość emisji z wycieku, który nastąpił w kompleksie składowania, jest określana ilościowo w przypadku każdego wycieku z maksymalnym poziomem niepewności wynoszącym $\pm 7,5$ % przez cały okres sprawozdawczy. Jeżeli całkowity poziom niepewności w zastosowanej metodzie określania ilościowego przekracza $\pm 7,5$ %, należy zastosować korektę według następującego wzoru:

$$CO_{2,odnotowany} [tCO_2] = CO_{2,określony\ ilościowo} [tCO_2] \times (1 + (Niepewność_{System} [\%]/100) - 0,075)$$

Gdzie:

$CO_{2,odnotowany}$: Ilość CO_2 podana w rocznym sprawozdaniu na temat emisji w odniesieniu do danego wycieku;

$CO_{2,określony\ ilościowo}$: Ilość CO_2 określona za pomocą używanej metody określania ilościowego w odniesieniu do danego wycieku;

$Niepewność_{System}$: Poziom niepewności, który jest powiązany z metodą określania ilościowego stosowaną w odniesieniu do danego wycieku, ustalony zgodnie z sekcją 7 w załączniku I niniejszych wytycznych.