

32004D0156

26.2.2004

DZIENNIK URZĘDOWY UNII EUROPEJSKIEJ

L 59/1

**DECYZJA KOMISJI**  
**z dnia 29 stycznia 2004 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(2004) 130)

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

(2004/156/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<sup>(1)</sup>, 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) Wytyczne zawarte w niniejszej decyzji przedstawiają szczegółowe kryteria monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych wynikającej z rodzajów działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, dotyczącej gazów cieplarnianych określanych w stosunku do tych rodzajów działalności, w oparciu o zasady prowadzenia monitorowania i sprawozdawczości określone w załączniku IV do tej dyrektywy.
- (3) Artykuł 15 dyrektywy 2003/87/WE zobowiązuje Państwa Członkowskie do zapewnienia weryfikacji sprawozdań dostarczanych przez operatorów instalacji zgodnie z kryteriami przedstawionymi w załączniku V do tej dyrektywy.

- (4) Środki przewidziane w niniejszej decyzji są zgodne z opinią Komitetu ustanowionego w art. 8 decyzji Rady 93/389/EWG<sup>(2)</sup>,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

*Artykuł 1*

Wytyczne w odniesieniu do monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych z kategorii działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, określone w art. 14 tej dyrektywy, zawarte są w załącznikach do niniejszej decyzji.

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

*Artykuł 2*

Niniejsza decyzja skierowana jest do Państw Członkowskich.

Sporządzono w Brukseli, dnia 29 stycznia 2004 r.

W imieniu Komisji

Margot WALLSTRÖM

Członek Komisji

<sup>(1)</sup> Dz.U. L 275 z 25.10.2003, str. 32.

<sup>(2)</sup> 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, s. 1).

## Spis załączników

	Strona
Załącznik I: Ogólne wytyczne .....	102
Załącznik II: Wytyczne dotyczące emisji z procesów spalania w ramach kategorii działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	136
Załącznik III: Wytyczne szczegółowe dotyczące rafinerii olejów mineralnych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	142
Załącznik IV: Wytyczne szczegółowe dotyczące pieców koksowniczych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	146
Załącznik V: Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do prażenia rud metali oraz instalacji spiekalniczych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	150
Załącznik VI: Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	153
Załącznik VII: Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji klinkieru cementowego, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	157
Załącznik VIII: Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wapna, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	161
Załącznik IX: Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji szkła, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	164
Załącznik X: Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	168
Załącznik XI: Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji celulozy i papieru, wymienionych w załączniku I do dyrektywy .....	172

## ZAŁĄCZNIK I

## Ogólne wytyczne

## 1. WPROWADZENIE

Niniejszy załącznik zawiera ogólne wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych z kategorii działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, dalej zwanej „dyrektywą”. Dodatkowe wytyczne dotyczące emisji gazów związanej z poszczególnymi kategoriami działań przedstawione są w załącznikach od II do XI.

Komisja dokona przeglądu niniejszego załącznika oraz załączników II–XI do dnia 31 grudnia 2006 r., uwzględniając doświadczenia stosowania tych załączników oraz wszelkie ewentualne weryfikacje do dyrektywy 2003/87/WE, w celu uwzględnienia wprowadzenia w życie wszelkich poprawek w załącznikach od dnia 1 stycznia 2008 r.

## 2. DEFINICJE

Do celów niniejszego załącznika oraz w załączników II–XI stosuje się następujące definicje:

- a) „działania” oznaczają rodzaje działań wymienione w załączniku I do dyrektywy;
- b) „działanie szczególne” oznacza szczególność w odniesieniu do działania przeprowadzanego na pewnej szczególnej instalacji;
- c) „partia” oznacza pewną ilość paliwa lub materiału, przekazywanego jako jednorazowa partia lub w sposób ciągły w określonym okresie czasu. Partię paliwa lub innego materiału poddaje się reprezentatywnemu próbkowaniu i szczegółowo określa dla niej średnią energię i zawartość węgla oraz inne właściwe aspekty składu chemicznego;
- d) „biomasa” oznacza niekopalny i ulegający biodegradacji materiał organiczny, pochodzący z roślin, zwierząt i mikroorganizmów. Pojęcie to obejmuje także produkty, produkty uboczne, osady i odpady z działalności w rolnictwie, leśnictwie i z pokrewnych rodzajów działalności przemysłowej, jak również niekopalne i ulegające biodegradacji cząstki organiczne odpadów przemysłowych i komunalnych. Biomasa obejmuje również gazy i płyny odzyskiwane w procesie rozkładu niekopalnego i ulegającego biodegradacji materiału organicznego. Biomasa spalana w celach energetycznych określa się mianem paliwa biomasowego;
- e) „emisje pochodzące ze spalania” oznaczają emisje gazu cieplarnianego powstające podczas reakcji egzotermicznej paliwa z tlenem;
- f) „właściwe władze” oznaczają właściwe władze lub władze w celu wykonania przepisów przedstawionych w niniejszej decyzji, wyznaczone zgodnie z art. 18 tej dyrektywy;
- g) „emisje” oznaczają uwalnianie gazów cieplarnianych do atmosfery ze źródeł znajdujących się w instalacjach, jak zdefiniowano w tej dyrektywie;
- h) „gazy cieplarniane” oznaczają gazy wymienione w załączniku II do tej dyrektywy;
- i) „pozwolenie na emisje gazu cieplarnianego” lub „pozwolenie” oznacza pozwolenie, jak określono w art. 4 tej dyrektywy, i wydane zgodnie z art. 5 i 6 tej dyrektywy;
- j) „instalacja” oznacza stacjonarną jednostkę techniczną, gdzie wykonywane jest jedno lub kilka działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy oraz wszelkie inne bezpośrednio towarzyszące działania, które mają techniczny związek z działaniami wykonywanymi w tym miejscu i które mogłyby mieć wpływ na emisje i zanieczyszczenia, jak zdefiniowano w dyrektywie;
- k) „poziom pewności” oznacza stopień, w odniesieniu do którego weryfikator ma pewność w weryfikacji wniosków, że zostało udowodnione, że przedstawione informacje dotyczące instalacji, traktowane jako całość, są wolne lub nie od poważnych zafałszowań;
- l) „istotność błędów” oznacza fachowy osąd weryfikatora dotyczący tego, czy pojedynczy błąd albo grupa pominięć, nieprawidłowości lub błędów, które mają wpływ na przedstawiane informacje dotyczące danej instalacji, będzie mieć właściwy wpływ na zamierzone decyzje użytkowników. Jako ogólna wytyczna, weryfikator będzie zmierzał do zakwalifikowania nieprawidłowej informacji dotyczącej łącznej wielkości emisji jako istotnej, jeżeli powoduje ona, że liczba pominięć, nieprawidłowości lub błędów w odniesieniu do łącznej wielkości emisji przekracza pięć procent;
- m) „metodologia monitorowania” oznacza metodologię stosowaną do ustalania wielkości emisji, włącznie z wyborem pomiędzy metodą obliczeniową lub pomiarową i doborem poziomów;

- n) „operator” oznacza każdą osobę, która obsługuje lub kontroluje instalację, lub – jeżeli jest to przewidziane w ustawodawstwie krajowym – której powierzono sprawowanie decydującej władzy ekonomicznej nad technicznym funkcjonowaniem instalacji, jak zdefiniowano w dyrektywie;
- o) „emisje pochodzące z procesów technologicznych” oznaczają emisje gazu cieplarnianego inne niż „emisje pochodzące ze 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;
- p) „okres sprawozdawczy” oznacza okres, który ma zostać objęty monitorowaniem i sprawozdaniem, jak przedstawiono w art. 14 ust. 3 tej dyrektywy, wynoszący jeden rok kalendarzowy;
- q) „źródło” oznacza pewien konkretny, możliwy do zidentyfikowania punkt lub proces w instalacji, z którego emitowane są gazy cieplarniane;
- r) „poziom” oznacza szczególną metodologię dla ustalania danych na temat działań, współczynników emisji i współczynników utleniania lub konwersji. Szereg poziomów tworzy hierarchię metodologii, spośród których należy dokonywać wyboru zgodnie z niniejszymi wytycznymi;
- s) „weryfikator” oznacza właściwy, niezależny, zatwierdzony organ weryfikacyjny, z odpowiedzialnością za przeprowadzanie procesu weryfikacyjnego i przedstawianie w odniesieniu do niego odpowiedniego sprawozdania, zgodnie ze szczegółowymi wymogami ustanowionymi przez dane Państwo Członkowskie na mocy załącznika V do tej dyrektywy.

### 3. ZASADY MONITOROWANIA I SPRAWOZDAWCZOŚCI

Dla zapewnienia dokładności i wiarygodności działań w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy, monitorowanie i sprawozdawczość opierają się na następujących zasadach:

*Kompletność.* Działania w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat danej instalacji obejmują wszystkie procesy i emisje ze spalania, ze wszystkich źródeł należących do kategorii działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy, oraz wszystkie gazy cieplarniane określone w odniesieniu do tych działań.

*Spójność.* Emisje objęte działaniami w zakresie monitorowania i sprawozdawczości są porównywalne w funkcji czasu, przy użyciu tych samych metodologii monitorowania i zestawów danych. Metodologie monitorowania mogą być zmieniane zgodnie z przepisami niniejszych wytycznych, jeżeli prowadzi to do poprawy dokładności przekazywanych danych. Wszelkie zmiany w zakresie metodologii monitorowania podlegają zatwierdzeniu przez właściwe władze i są w pełni udokumentowane.

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

*Dokładność.* Należy zapewnić, aby – na tyle, na ile jest to możliwe do oceny – ustalenia na temat wielkości emisji nie były regularnie zawyżane ani zaniżane względem faktycznej wielkości emisji, a także aby niepewności był zmniejszone, tak dalece, jak to jest możliwe, oraz określone, jeżeli jest to wymagane w ramach niniejszych wytycznych. Należy dochować należytej staranności w celu zapewnienia, aby określenie emisji poprzez obliczenia i pomiary pokazywało najwyższy osiągalny stopień dokładności. Operator dostarcza odpowiednie dowody, poświadczające kompletność przedstawionych danych na temat wielkości emisji. Wielkość emisji ustala się przy użyciu odpowiednich metodologii monitorowania przedstawionych w niniejszych wytycznych. Wszystkie urządzenia pomiarowe lub inne badające 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.

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

*Prawidłowość.* 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. Sprawozdanie musi dostarczać w sposób wiarygodny i wyważony wykaz emisji z danej instalacji.

*Wiarygodność.* Zweryfikowane sprawozdanie na temat wielkości emisji powinno być wiarygodne, aby korzystający z niego użytkownicy mogli mieć zaufanie do przedstawianych tam danych, tzn., że przedstawia ono w sposób wiarygodny to, co utrzymuje, lub co można w sposób uzasadniony od niego oczekiwać.

*Udoskonalenia w funkcjonowaniu monitorowania oraz sprawozdania dotyczące emisji.* Proces weryfikacji sprawozdań na temat wielkości emisji musi być skutecznym i niezawodnym narzędziem wspierającym działanie procedur zapewniania jakości i kontroli jakości. Zadaniem weryfikacji jest dostarczanie takich informacji, na podstawie których operator może udoskonalać swoje działania w zakresie monitorowania i sprawozdawczości dotyczącej emisji.

#### 4. MONITOROWANIE

##### 4.1 Zakresy

Proces monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do danej instalacji obejmuje wszystkie emisje gazów cieplarnianych pochodzących ze wszystkich źródeł należących do kategorii działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy i przeprowadzanych na tej instalacji.

Zgodnie z wymogami przepisów art. 6 ust. 2 lit. b) dyrektywy, pozwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą zawierać opis działalności prowadzonej na danej instalacji oraz emisji pochodzących z tej instalacji. W związku z tym pozwolenie musi zawierać wykaz wszystkich tych źródeł emisji gazów cieplarnianych z kategorii działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy, które mają być objęte monitorowaniem i sprawozdawczością. Zgodnie z wymogami przepisów art. 6 ust. 2 lit. c) dyrektywy, pozwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą zawierać wymogi w zakresie monitorowania wraz z podaniem stosowanych metodologii i częstotliwości działań w zakresie monitorowania.

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

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

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

To, czy dodatkową instalację wykorzystywaną do procesów spalania, taką jak np. połączona instalacja ciepłowniczo-energetyczna, uznaje się za część instalacji wykorzystywanej do innego rodzaju działalności wymienionego w załączniku I do dyrektywy, czy za odrębną instalację, uzależnione jest od konkretnych okoliczności w danym miejscu, i powinno być jednoznacznie rozstrzygnięte zapisami w pozwoleniu 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 Określanie wielkości emisji gazów cieplarnianych

Prowadzenie kompletnego, przejrzystego i dokładnego monitorowania emisji gazów cieplarnianych wymaga podjęcia szeregu decyzji na etapie doboru odpowiednich metodologii monitorowania. To obejmuje podjęcie decyzji co do wyboru metody pomiarowej lub obliczeniowej oraz doboru konkretnych poziomów służących do określenia danych na temat działalności, współczynników emisji oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji. Całość metod stosowanych przez operatora do danej instalacji w celu określenia wielkości emisji z niej pochodzących jest określona jako metodologia monitorowania.

Zgodnie z wymogami przepisów art. 6 ust. 2 lit. c) dyrektywy, pozwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą zawierać wymogi monitorowania wraz z podaniem metodologii monitorowania i częstotliwości działań. Każda metodologia monitorowania podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze zgodnie z kryteriami przedstawionymi w niniejszej sekcji i w jej podsekcjach. Państwo Członkowskie lub jego właściwe władze zapewniają, że dane metodologie monitorowania, które mają być stosowane w danych instalacjach, są określone w warunkach pozwolenia lub, o ile są zgodne z przepisami dyrektywy, w ogólnych wiążących przepisach.

Właściwe władze dokonują zatwierdzenia szczegółowego opisu metodologii monitorowania przygotowanej przez operatora przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, a następnie po każdej ewentualnej zmianie w metodologii monitorowania stosowanej w danej instalacji.

Opis taki zawiera:

- dokładną definicję instalacji, która ma być przedmiotem monitorowania oraz prowadzonej w tej instalacji działalności,
- informacje o tym, kto odpowiada za monitorowanie i sprawozdawczość w ramach tej instalacji,
- wykaz źródeł dla każdego rodzaju działalności prowadzonej w ramach tej instalacji,
- wykaz strumieni paliwowych i materiałowych objętych monitorowaniem dla każdego rodzaju działalności,
- wykaz poziomów, jakie mają być stosowane do przetwarzania danych na temat działalności, współczynników emisji oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji dla każdego rodzaju działalności oraz dla wszystkich materiałów/typów paliwa,
- opis typu, dokładnych danych technicznych i rozmieszczenia przyrządów pomiarowych, jakie mają być stosowane do pomiaru wielkości emisji z każdego źródła i do każdego materiału/typu paliwa,
- opis metody stosowanej do próbkowania paliwa i materiałów w celu ustalenia wartości opałowej netto, zawartości węgla, współczynników emisji oraz zawartości biomasy dla każdego źródła i dla każdego materiału/typu paliwa,
- opis planowanych sposobów lub metod analitycznych ustalania wartości opałowej netto, zawartości węgla, współczynników emisji oraz zawartości cząstek biomasy dla każdego źródła i dla każdego materiału/typu paliwa,
- opis systemów ciągłych pomiarów wielkości emisji, które mają być stosowane do monitorowania danego źródła, tj. punktów pomiaru, częstotliwość pomiarów, używanych urządzeń, procedur kalibracji oraz procedur gromadzenia i przechowywania danych (gdy ma to zastosowanie),
- opis procedur zapewniania jakości i kontroli jakości w zakresie zarządzania danymi,
- we właściwych wypadkach, informacje na temat stosownych powiązań z działaniami podejmowanymi w ramach wspólnotowego systemu eko-zarządzania i audytu (EMAS).

Metodologię monitorowania zmienia się, jeżeli przynosi to poprawę dokładności przedstawianych danych, chyba że jest to technicznie niewykonalne lub prowadzi do nieracjonalnie wysokich kosztów. Wszystkie proponowane zmiany w metodologiach monitorowania albo w zakresie zasadniczych zestawów danych są jasno określone, uzasadnione, w pełni udokumentowane i przekazane właściwym władzom. Wszelkie takie zmiany w zakresie metodologii lub zasadniczych zestawów danych podlegają zatwierdzeniu przez właściwe władze.

Operator bez zbędnej zwłoki proponuje zmiany w metodologii monitorowania w sytuacji, gdy:

- dostępne dane uległy zmianie, umożliwiając uzyskanie większej dokładności w ustaleniu wielkości emisji,
- nastąpiła nowa, nieistniejąca wcześniej emisja,
- w danych wykryto błędy powstałe wskutek zastosowanej metodologii monitorowania,
- właściwe władze zażądały pewnej zmiany.

Właściwe władze mogą zażądać od operatora wprowadzenia zmian w metodologii monitorowania w następnym okresie sprawozdawczym, jeżeli dotychczas stosowane metodologie monitorowania służące do celów sprawozdawczości na temat danej instalacji przestały być zgodne z zasadami ustalonymi w niniejszych wytycznych.

Ponadto właściwe władze mogą zażądać od operatora wprowadzenia zmian w jego metodologii monitorowania w następnym okresie sprawozdawczym, jeżeli metodologia monitorowania określona w pozwoleniu została zaktualizowana zgodnie z kontrolą, która ma być przeprowadzona przed każdym okresem, o którym mowa w art. 11 ust. 2 dyrektywy.

#### 4.2.1. Obliczenia i pomiary

Przepisy załącznika IV do dyrektywy zezwalają na ustalenie wielkości emisji przy użyciu:

- metodologii opartej na obliczeniach (dalej zwanej „obliczeniami”),
- metodologii opartej na pomiarach (dalej zwanej „pomiarami”).

Operator może zaproponować dokonywanie pomiarów emisji, jeżeli może on wykazać, że:

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

Zastosowanie pomiarów podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze. Operator zobowiązany jest potwierdzić dokonane pomiary emisji za każdy okres sprawozdawczy metodą obliczeń wykonanych zgodnie z niniejszymi wytycznymi. Zasady dotyczące doboru poziomów do obliczeń potwierdzających są takie same jak zasady stosowane do metody obliczeniowej, przedstawione w punkcie 4.2.2.1.4.

Operator może, pod warunkiem uzyskania zatwierdzenia ze strony właściwych władz, łączyć obliczenia i pomiary w odniesieniu do różnych źródeł należących do jednej instalacji. Operator zapewnia i wykazuje, że nie występują ani luki, ani powielanie danych dotyczące wielkości emisji.

#### 4.2.2. Obliczenia

##### 4.2.2.1. Obliczenia emisji CO<sub>2</sub>

###### 4.2.2.1.1. Wzory obliczeniowe

Obliczenia emisji CO<sub>2</sub> opierają się na następującym wzorze:

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

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

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

###### *Emisje ze spalania*

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia paliwa. Ilość zużytego paliwa wyraża się w postaci zawartości energii jako TJ. Współczynnik emisji wyraża się jako tCO<sub>2</sub>/TJ. Podczas zużycia energii nie cały węgiel zawarty w paliwie ulega utlenieniu do postaci CO<sub>2</sub>. Utlenianie niecałkowite zachodzi wskutek niepełnej efektywności procesu spalania, w którym pewna część węgla pozostaje niespalona lub ulega spalaniu częściowemu do postaci sadzy lub popiołu. Nieutleniony węgiel uwzględnia się we współczynniku utleniania, który wyraża się jako ułamek. W sytuacji gdy współczynnik utleniania uwzględnia się we współczynniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika utleniania. Współczynnik utleniania wyraża się w procentach. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

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

Obliczanie wielkości emisji ze spalania jest dokładniej określone w załączniku II.

###### *Emisje pochodzące z procesów technologicznych*

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia materiału, wydajności przetwórczej lub wielkości produkcji; wyraża się je w tonach [t] lub metrach sześciennych [m<sup>3</sup>]. Współczynnik emisji wyraża się w [t CO<sub>2</sub>/t lub t CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>]. Węgiel zawarty w materiałach początkowych, który w trakcie procesu nie ulega utlenieniu do postaci CO<sub>2</sub>, uwzględnia się we współczynniku konwersji, który wyraża się jako ułamek. W sytuacji gdy współczynnik konwersji uwzględnia się we współczynniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika konwersji. Ilość użytego materiału początkowego wyraża się parametrami masy lub objętości [t lub m<sup>3</sup>]. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

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

Obliczanie wielkości emisji pochodzących z procesów technologicznych jest dokładniej omówione w wytycznych na temat konkretnych rodzajów działalności w załącznikach od II do XI; w niektórych wypadkach podane są w nich konkretne współczynniki referencyjne.

###### 4.2.2.1.2. Pozostały CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub>, który nie ulega emisji z instalacji, lecz zostaje wyprowadzony z niej w postaci czystej substancji, jako składnik paliw lub użyty bezpośrednio jako surowiec w przemyśle chemicznym lub papierniczym, odejmuje się od obliczonego poziomu emisji. Odnośną ilość CO<sub>2</sub> zgłasza się jako pozycję dodatkową.

Za pozostały CO<sub>2</sub> uznawać można CO<sub>2</sub>, który zostaje wyprowadzony z instalacji z przeznaczeniem do wymienionych poniżej rodzajów wykorzystania:

- czysty CO<sub>2</sub> używany do nasycania napojów,
- czysty CO<sub>2</sub> używany jako suchy lód do celów chłodniczych,

- czysty CO<sub>2</sub> używany jako czynnik gaśniczy, czynnik chłodniczy lub jako gaz laboratoryjny,
- czysty CO<sub>2</sub> używany do dezynfekcji ziarna,
- czysty CO<sub>2</sub> używany jako rozpuszczalnik w przemyśle spożywczym lub chemicznym,
- CO<sub>2</sub> używany jako surowiec w przemyśle chemicznym lub celulozowym (np. do produkcji mocznika lub węglanów),
- CO<sub>2</sub> stanowiący część paliwa eksportowanego z instalacji.

CO<sub>2</sub>, który jest wprowadzany do instalacji jako część paliwa mieszanego (takiego jak np. gaz zasilający wielkie piece lub gaz zasilający piece koksownicze), uwzględnia się we współczynniku emisji dla tego paliwa. W związku z tym dodaje się go do wielkości emisji z tej instalacji, w której paliwo ulega spalaniu, a odejmuje go od instalacji, z której pochodzi.

#### 4.2.2.1.3. Wychwytywanie i przechowywanie CO<sub>2</sub>

Komisja zachęca do prowadzenia badań w zakresie metod wychwytywania i przechowywania CO<sub>2</sub>. Badania w tym zakresie będą miały duże znaczenie dla opracowywania i wdrażania wytycznych dotyczących monitorowania i sprawozdawczości na temat wychwytywania i przechowywania CO<sub>2</sub> (w dziedzinach, w których jest to objęte przepisami dyrektywy) zgodnie z procedurą, o której mowa w art. 23 ust. 2 dyrektywy. Wytyczne takie uwzględnić będą metodologie opracowane przez Ramową konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC). Państwa Członkowskie zainteresowane opracowaniem takich wytycznych zachęca się do przedstawiania Komisji wyników własnych badań, co umożliwi jak najszybsze przyjęcie i zastosowanie tych wytycznych.

W okresie poprzedzającym przyjęcie takich wytycznych Państwa Członkowskie mogą przedstawiać Komisji tymczasowe wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości na temat wychwytywania i przechowywania CO<sub>2</sub> w dziedzinach, w których jest to objęte przepisami dyrektywy. Pod warunkiem zatwierdzenia przez Komisję i zgodnie z procedurami, o których mowa w art. 23 ust. 2 dyrektywy, wychwytywany i przechowywany CO<sub>2</sub> można odejmować od obliczonego poziomu emisji z instalacji objętych przepisami dyrektywy zgodnie z takimi tymczasowymi wytycznymi.

#### 4.2.2.1.4. Różne poziomy metod

Wytyczne dotyczące konkretnych rodzajów działalności, przedstawione w załącznikach od II do XI, zawierają szczególne metodologie ustalania następujących zmiennych: danych dotyczących działalności, współczynników emisji, utleniania lub współczynników konwersji. Te różne metody obliczeniowe określa się mianem poziomów. Rosnąca numeracja poziomów od 1 w górę odzwierciedla coraz wyższy poziom dokładności, w związku z czym poziom oznaczony najwyższą liczbą jest poziomem preferowanym. Poziomy równoważne określone są taką samą liczbą oraz szczególnymi literami alfabetu (np. Poziom 2a i 2b). W odniesieniu do tych rodzajów działalności, dla których niniejsze wytyczne przewidują alternatywne metody obliczeniowe (np. w załączniku VII:

„Metoda A – Węglany” i „Metoda B – Produkcja klinkieru”) operator może zmienić jedną metodę na drugą jedynie pod warunkiem, że jest w stanie wykazać właściwym władzom w sposób przekonujący, iż zmiana taka doprowadzi do uzyskania większej dokładności w zakresie monitorowania i sprawozdawczości emisji w odniesieniu do danego rodzaju działalności.

Wszyscy operatorzy zobowiązani są stosować metodę najwyższego poziomu do ustalania wszystkich zmiennych dla wszystkich źródeł w ramach danej instalacji dla celów monitorowania i sprawozdawczości. Tylko w przypadku gdy w sposób przekonujący wykaże się właściwym władzom, że zastosowanie najwyższego poziomu jest z przyczyn technicznych niewykonalne lub doprowadzi do poniesienia nieracjonalnie wysokich kosztów, można zastosować wobec danej zmiennej poziom niższy, najbliższy w hierarchii w ramach metodologii monitorowania.

Dlatego wybrany poziom metody powinien stale zapewniać najwyższy poziom dokładności, jaki jest technicznie wykonalny i nie powinien prowadzić do ponoszenia nieracjonalnie wysokich kosztów. Operator może stosować różne zatwierdzone poziomy względem następujących zmiennych w ramach jednorazowego obliczenia: danych dotyczących działalności, współczynników emisji, utleniania lub współczynników konwersji. Dobór poziomów podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze (patrz: rozdział 4.2).

W okresie od roku 2005 do 2007 Państwa Członkowskie powinny stosować jako minimum poziomy przedstawione poniżej w tabeli 1, chyba że okaże się to technicznie niewykonalne. W kolumnach A podane są wartości poziomów dla głównych źródeł z instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji równej lub mniejszej niż 50 kilo kiloton. W kolumnach B podane są wartości poziomów dla głównych źródeł z instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji większej niż 50 kiloton, ale mniejszej niż i zawierającej 500 kiloton. W kolumnach C podane są wartości poziomów dla głównych źródeł z instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji większej niż 500 kiloton. Zawarte w tabeli progi wielkości odnoszą się do łącznej wielkości rocznej emisji z całej instalacji.





Załącznik/rodzaj działalności	Dane dotyczące działalności			Wartość opałowa netto			Współczynnik emisji			Dane nt. składu			Współczynnik utleniania			Współczynnik konwersji		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Paliwo jako wkład do procesu	2	2	3	2	2	3	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
V: Rudy metali: prażenie i spiekanie																		
Bilans masy	2	2	3	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Wkład węglanów	1	1	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
VI: Żelazo i stal																		
Bilans masy	2	2	3	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Paliwo jako wkład do procesu	2	2	3	2	2	3	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
VII: Cement																		
Węglany	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Produkcja klinkieru	1	2a/2b	2a/2b	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Pył cementowy (CKD)	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
VIII: Wapno																		
Węglany	1	1	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	1	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
IX: Szkło																		
Węglany	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1

Załącznik/rodzaj działalności	Dane dotyczące działalności			Wartość opałowa netto			Współczynnik emisji			Dane nt. składu			Współczynnik utleniania			Współczynnik konwersji		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Tlenki metali alkalicznych	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
X. Ceramika																		
Węglany	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Przemysłowe	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
XI. Celuloza i papier																		
Metoda standardowa	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1

Kolumna A: łączna wielkość rocznej emisji ≤ 50 kiloton

Kolumna B: 50 kiloton < łącznej wielkości rocznej emisji ≤ 500 kiloton

Kolumna C: łączna wielkość rocznej emisji > 500 kiloton

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

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

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

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

W odniesieniu do instalacji o łącznej wielkości emisji przekraczającej równowartość 500 kiloton CO<sub>2</sub> w roku, właściwe władze powiadamiają Komisję w terminie do dnia 30 września każdego roku, począwszy od roku 2004, jeżeli zastosowanie kombinacji metod o najwyższym poziomie dla głównych źródeł w ramach danej instalacji przez najbliższy okres sprawozdawczy zostało uznane za technicznie niewykonalne lub oczekuje się, że doprowadzi do poniesienia nieracjonalnie wysokich kosztów. Komisja, na podstawie takich informacji otrzymanych od właściwych władz, rozważy, czy właściwa jest rewizja zasad dotyczących doboru poziomów.

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

Zmiany poziomów są w pełni udokumentowane. Postępowanie dotyczące drobnych luk w danych, spowodowane awariami urządzeń pomiarowych, następuje zgodnie z tzw. „dobrą praktyką zawodową” i z przepisami dokumentu referencyjnego w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli „(IPPC) Dokument Referencyjny w sprawie ogólnych zasad monitorowania” z lipca 2003 r. <sup>(1)</sup>

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

#### 4.2.2.1.5. Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności przedstawiają informacje na temat przepływu materiałów, zużycia paliwa, materiałów wejściowych lub poziomu produkcji, wyrażonego w postaci energii w paliwie [TJ], która określana jest jako wartość opałowa netto dla paliw i masy lub objętości materiałów będących surowcami lub produktami [t lub m<sup>3</sup>].

W sytuacji gdy dane służące do obliczenia emisji z procesu nie mogą być zmierzone bezpośrednio przed rozpoczęciem procesu, a w opisach do poziomów zawartych w wytycznych dotyczących danego rodzaju działalności (załączniki II do XI) nie stawia się szczególnych wymogów w tym zakresie, dane dotyczące działalności ustala się w drodze oceny zmian w stanie zapasów wg następującego wzoru:

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

<sup>(1)</sup> Dokument dostępny w internecie pod adresem: <http://eippcb.jrc.es/>

gdzie:

Materiał C: materiał przetworzony w okresie sprawozdawczym

Materiał P: materiał zakupiony w okresie sprawozdawczym

Materiał S: zapas materiału istniejący na początku okresu sprawozdawczego

Materiał E: zapas materiału pozostały na końcu okresu sprawozdawczego

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

W przypadkach, w których ustalenie ilości „Materiału S” i „Materiału E” metodami pomiarów, np. mierzenia, jest technicznie niewykonalne

albo prowadziłyby do poniesienia nieracjonalnie wysokich kosztów, operator może ocenić te dwie ilości w oparciu o dane z poprzednich lat i o korelację z wielkością produkcji w okresie sprawozdawczym. Następnie operator potwierdza te szacunkowe dane, dokonując udokumentowanych obliczeń pomocniczych i przedstawiając stosowne zestawienia finansowe. Wszelkie pozostałe wymagania w sprawie doboru poziomów pozostają nienaruszone poprzez niniejszy przepis, np. „Materiał P i” Materiał O „oraz odpowiednie współczynniki emisji lub utleniania określa się zgodnie z wytycznymi dla konkretnych rodzajów działalności, zawartymi w załącznikach II do XI.”

Przy doborze odpowiednich poziomów dla ustalenia danych dotyczących działalności pomocny może być przegląd typowych zakresów niedokładności, stwierdzanych dla różnych typów przyrządów pomiarowych, wykorzystywanych do określenia strumieni masowych paliw, przepływów materiału, materiałów wejściowych lub wielkości produkcji, zawarty w poniższej tabeli 2. Dane z tej tabeli mogą służyć właściwym władzom i operatorom jako informacja na temat możliwości i ograniczeń w zakresie stosowania odpowiednich poziomów do ustalania danych dotyczących działalności.

TABELA 2

**Tabela informacyjna przedstawiająca typowe zakresy niedokładności stwierdzane dla różnych przyrządów pomiarowych w ramach stabilnych warunków operacyjnych**

Przyrząd pomiarowy	Środowisko	Zakres zastosowania	Zakres typowych niedokładności
Przyrząd do mierzenia otworów	gaz	różne gazy	± 1–3 %
Zwężka Venturiego	gaz	różne gazy	± 1–3 %
Przepływomierz ultradźwiękowy	gaz	gaz ziemny / gazy mieszane	± 0,5–1,5 %
Miernik rotacyjny	gaz	gaz ziemny / gazy mieszane	± 1–3 %
Miernik turbinowy	gaz	gaz ziemny / gazy mieszane	± 1–3 %
Przepływomierz ultradźwiękowy	płyn	paliwa płynne	± 1–2 %
Miernik na zasadzie indukcji magnetycznej	płyn	płyny przewodzące	± 0,5–2 %
Miernik turbinowy	płyn	paliwa płynne	± 0,5–2 %
Waga do ważenia samochodów ciężarowych	ciało stałe	mieszane surowce	± 2–7 %
Waga do ważenia wagonów (dla pociągów w ruchu)	ciało stałe	węgiel	± 1–3 %
Waga do ważenia wagonów (dla pojedynczych wagonów)	ciało stałe	węgiel	± 0,5–1 %
Statki rzeczne - pojemność	ciało stałe	węgiel	± 0,5–1 %

Przyrząd pomiarowy	Środowisko	Zakres zastosowania	Zakres typowych niedokładności
Statki oceaniczne – pojemność	ciało stałe	węgiel	± 0,5–1,5 %
Waga taśmowa z przyrządem całkującym	ciało stałe	mieszane surowce	± 1–4 %

#### 4.2.2.1.6. Współczynniki emisji

Współczynniki emisji opierają się na zawartości węgla w paliwach lub materiałach wsadowych i wyraża się je jako  $tCO_2/TJ$  (emisje ze spalania) lub  $tCO_2/t$  albo  $tCO_2/m^3$  (emisje procesowe). Współczynniki emisji oraz przepisy dotyczące opracowywania współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności podane są w rozdziałach 8 i 10 niniejszego załącznika. Przy emisjach ze spalania, zamiast  $tCO_2/TJ$ , operator może stosować względem paliwa współczynnik emisji wyrażony jako zawartość węgla ( $tCO_2/t$ ), jeżeli wykaże właściwym władzom, że prowadzi to w trybie ciągłym do osiągnięcia większej dokładności. Niemniej jednak w takim przypadku operator okresowo ustala zawartość energetyczną, by wypełnić wymóg sprawozdawczości zawarty w sekcji 5 niniejszego załącznika.

Do przeliczania węgla na odpowiednią wartość dla  $CO_2$  stosuje się współczynnik <sup>(1)</sup> 3,667 [ $tCO_2/t C$ ].

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

Biomasę uznaje się za substancję neutralną pod względem zawartości  $CO_2$ , w związku z czym wobec biomasy stosuje się współczynnik emisji 0 [ $t CO_2/TJ$  lub  $t$  lub  $m^3$ ]. Przykładowy wykaz różnych rodzajów materiałów uznawanych za biomasę podany jest w rozdziale 9 niniejszego załącznika.

Niniejsze wytyczne nie podają referencyjnych współczynników emisji dla paliw zawierających odpady kopalne, w związku z czym szczególne współczynniki emisji wyprowadza się zgodnie z przepisami rozdziału 10 niniejszego załącznika.

W odniesieniu do paliw lub materiałów zawierających zarówno węgiel w postaci kopalnej, jak i węgiel w postaci biomasy, stosuje się ważony współczynnik emisji, oparty na procentowej zawartości węgla kopalnego w łącznej zawartości węgla w paliwie. Obliczenie musi być odpowiednio przejrzyste i udokumentowane zgodnie z zasadami i procedurami podanymi w sekcji 10 niniejszego załącznika.

Wszystkie właściwe informacje dotyczące stosowanych współczynników emisji, włącznie ze źródłami informacji i wynikami analiz paliwa, materiałów wsadowych i produktów mają być dokładnie zapisywane. Bardziej szczegółowe wymogi przedstawione są w wytycznych dotyczących konkretnych rodzajów działalności.

#### 4.2.2.1.7. Współczynniki utleniania/konwersji

W sytuacji gdy dany współczynnik emisji nie odzwierciedla pewnej proporcji węgla, która nie uległa utlenieniu, stosuje się dodatkowy współczynnik utleniania/konwersji.

Dokładniejsze poziomy wymagają opracowania współczynników dla konkretnych rodzajów działalności, dlatego przepisy dla wyprowadzania takich współczynników zostały przedstawione w sekcji 10 niniejszego załącznika.

W sytuacji gdy w danej instalacji stosowane są różne paliwa lub materiały i oblicza się współczynniki utleniania dla konkretnych rodzajów działalności, operator 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.

Wszystkie odpowiednie informacje dotyczące wykorzystanych współczynników utleniania/konwersji, włącznie ze źródłami informacji i wynikami analiz paliwa, materiału wsadowego i produktu, mają być dokładnie zapisywane.

#### 4.2.2.2. Obliczanie emisji gazów cieplarnianych innych niż $CO_2$

Ogólne wytyczne dotyczące obliczania emisji gazów cieplarnianych innych niż  $CO_2$  mogą być opracowane na dalszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

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

#### 4.2.3. *Pomiary*

##### 4.2.3.1. *Pomiary emisji CO<sub>2</sub>*

Jak przedstawiono w sekcji 4.2.1, wielkość emisji gazu cieplarnianego może być określona przy użyciu systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) z każdego źródła, stosując do tego celu znormalizowane lub przyjęte metody, pod warunkiem uzyskania przez operatora zatwierdzenia ze strony właściwych władz, przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, stwierdzającego, że użycie metody CEMS umożliwia osiągnięcie większej dokładności niż obliczenie wielkości emisji przy użyciu najdokładniejszych poziomów. Następnie wielkość emisji określona we wszystkich kolejnych okresach sprawozdawczości przy użyciu metody CEMS ma być potwierdzona przez dokonanie pomocniczych obliczeń wielkości emisji, przy czym zasady dotyczące doboru poziomów dla tych obliczeń są takie same jak te stosowane względem metody obliczeniowej, przedstawionej w ustępie 4.2.2.1.4.

Procedury pomiaru stężenia CO<sub>2</sub> oraz masy lub objętości strumienia gazów wypuszczanych do atmosfery przez każdy komin są od chwili, gdy stają się dostępne, objęte odpowiednimi normami CEN. Jeżeli normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji gdy nie istnieje żadna mająca zastosowanie norma, procedury mogą być przeprowadzane, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Przykłady odpowiednich norm ISO są następujące:

- ISO 10396:1993 „Emisje ze źródeł stacjonarnych – Próbkowanie dla celów automatycznego określania stężenia gazów”,
- ISO 10012:2003 „Systemy zarządzania pomiarami – Wymogi dotyczące procesów pomiarów i urządzeń pomiarowych”.

Po zainstalowaniu, system CEMS poddaje się okresowym kontrolom pod kątem jego funkcjonalności i prawidłowości działania. Kontrole systemu obejmują:

- czas reakcji,
- liniowość,
- interferencje,
- zero i zmiany rozpiętości,
- dokładność w porównaniu do metody referencyjnej.

Frację biomasy w zmierzonych emisjach CO<sub>2</sub> odejmuje się w oparciu o metodę obliczeniową i zgłasza jako pozycję dodatkową (zob. sekcja 12 niniejszego załącznika).

##### 4.2.3.2. *Pomiar emisji gazów innych niż CO<sub>2</sub>*

Ogólne wytyczne dotyczące pomiarów emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą być opracowane na dalszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

#### 4.3. **Ocena niedokładności**

Wyrażenie „dopuszczalne niedokładności” w niniejszych wytycznych oznacza osiągnięcie progu pewności odnośnie do zmierzonych wartości wynoszącego 95 %, np. przy opisie urządzeń pomiarowych do celów systemu poziomów lub dokładności działania systemu ciągłych pomiarów.

##### 4.3.1. *Obliczenia*

Operator ma świadomość wpływu istniejących niedokładności na ogólną dokładność przedstawianych przez siebie danych na temat wielkości emisji.

W odniesieniu do metodologii opartej na obliczeniach właściwe władze dokonują zatwierdzenia kombinacji poziomów dla każdego źródła w ramach danej instalacji oraz zatwierdzenia wszystkich innych szczegółowych aspektów metodologii monitorowania wybranej dla danej instalacji i zawartej w pozwoleniu na emisję z tej instalacji. Wydając takie zatwierdzenia, właściwe władze zarazem zatwierdzają zakres niedokładności, wynikający bezpośrednio z prawidłowego stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, a dowodem takiego zatwierdzenia jest treść pozwolenia.

Operator przedstawia właściwym władzom zatwierdzoną kombinację poziomów dla każdego źródła w danej instalacji w swoim rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji, oddzielnie dla każdego rodzaju działalności i dla odpowiednich strumieni paliwa lub materiału. Przedstawienie kombinacji poziomów w sprawozdaniu na temat wielkości emisji uznawane jest za określenie niedokładności w zakresie sprawozdawczości, w rozumieniu dyrektywy. W związku z tym, jeżeli stosuje się metodologię opartą na obliczeniach, nie stawia się dalszych wymogów w celu przedstawienia sprawozdania na temat niedokładności.

Dopuszczalna niedokładność określona dla urządzeń pomiarowych w systemie poziomów obejmuje określoną niedokładność funkcjonowania urządzeń pomiarowych, niedokładność związaną z kalibracją tych urządzeń oraz wszelką dodatkową niedokładność związaną z tym, jak urządzenia pomiarowe są wykorzystywane w praktyce. Przedstawione wartości progowe w ramach systemu poziomów odnoszą się do niedokładności związanych z wartością za jeden okres sprawozdawczy.

Operator, poprzez proces zapewniania jakości i kontroli jakości, panuje nad zakresem i zmniejsza pozostające niedokładności w danych o emisji, podawanych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji. W trakcie procesu weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, ocenia zarządzanie i zmniejszanie pozostających niedokładności za pomocą użytych przez operatora procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

#### 4.3.2. *Pomiary*

Zgodnie z przepisami sekcji 4.2.1., operator może uzasadnić użycie metodologii opartej na pomiarach, jeżeli umożliwia ona uzyskanie w sposób wiarygodny większej dokładności niż odpowiednia metodologia oparta na obliczeniach, stosująca kombinację najwyższych poziomów. W celu dostarczenia takiego uzasadnienia właściwym władzom, operator zgłasza ilościowe wyniki poszerzonej analizy niedokładności, uwzględniającej następujące źródła niedokładności:

Pomiary stężenia dla celów ciągłych pomiarów wielkości emisji:

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

Przy pomiarach masy i objętości dla określenia wielkości strumienia gazów spalinowych w ramach ciągłego monitorowania emisji i obliczeń potwierdzających:

- określone niedokładności urządzeń pomiarowych,
- niedokładności związane z kalibracją urządzeń,
- dodatkowe niedokładności związane z praktycznym stosowaniem urządzeń pomiarowych.

Przy określaniu wartości opałowej, współczynników emisji i utleniania lub danych na temat składu dla celów obliczeń potwierdzających:

- określone niedokładności wynikające ze stosowanej metody lub systemu obliczeń,
- dodatkowe niedokładności związane z praktycznym zastosowaniem metody obliczeń.

Na podstawie uzasadnienia przedstawionego przez operatora, właściwe władze mogą zatwierdzić użycie przez niego systemu ciągłych pomiarów emisji dla niektórych źródeł w ramach instalacji, jak również zatwierdzić wszystkie inne szczegółowe aspekty metodologii monitorowania dla tych źródeł – takie, jakie zawarte są w pozwoleniu na emisję z danej instalacji. W ten sposób właściwe władze zatwierdzają zakres niedokładności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, a dowodem takiego zatwierdzenia jest treść pozwolenia.

Operator przedstawia właściwym władzom wielkość niedokładności, wynikającą z tej wstępnej, poszerzonej analizy niedokładności, w swoim rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji w odniesieniu do odpowiednich źródeł do momentu rozpatrzenia przez właściwe władze wyboru metodologii opartej na pomiarach, a nie na obliczeniach, i zażądania przez nie ponownego przeliczenia wielkości niedokładności. Przedstawienie tej wielkości niedokładności w sprawozdaniu na temat wielkości emisji uznawane jest za określenie niedokładności w rozumieniu dyrektywy.



Operator, poprzez proces zapewniania jakości i kontroli jakości, panuje nad zakresem i zmniejsza pozostające niedokładności w danych o emisji przedstawianych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji. W trakcie procesu weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, ocenia zarządzanie i zmniejszanie pozostających niedokładności za pomocą użytych przez operatora procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

#### 4.3.3. Przykładowe wielkości niedokładności

Tabela 3 przedstawia orientacyjny przegląd typowych niedokładności w odniesieniu do określania wielkości emisji CO<sub>2</sub> z instalacji o zróżnicowanych poziomach emisji. Informacje zawarte w tej tabeli powinny być uwzględnione przez właściwe władze przy ocenianiu lub zatwierdzaniu metodologii monitorowania danej instalacji przy użyciu metod obliczeniowych lub przy użyciu systemów ciągłych pomiarów emisji.

TABELA 3

**Tabela informacyjna przedstawiająca typowe łączne niedokładności związane z określaniem wielkości emisji CO<sub>2</sub> z danej instalacji lub z danego rodzaju działalności prowadzonej w instalacji dla poszczególnych strumieni paliwa lub materiału o różnej wielkości**

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

## 5. SPRAWOZDAWCZOŚĆ

Załącznik IV do dyrektywy ustanawia wymogi dotyczące sprawozdawczości na temat instalacji. Format sprawozdań określony w sekcji 11 niniejszego załącznika stosuje się jako podstawę do przedstawiania danych ilościowych. Sprawozdania podlegają weryfikacji zgodnie ze szczegółowymi wymogami ustalonymi przez Państwo Członkowskie zgodnie z przepisami załącznika V do dyrektywy. Operator przedstawia właściwym władzom zweryfikowane sprawozdanie do dnia 31 marca każdego roku dotyczące wielkości emisji wytworzonych w poprzednim roku.

Sprawozdania na temat emisji są przechowywane przez właściwe władze i udostępniane przez te władze 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 uchylająca dyrektywę Rady 90/313/EWG<sup>(1)</sup>. Odnośnie do stosowania wyjątku ustanowionego w art. 4 ust. 2 lit. d) te same dyrektywy, operatorzy mogą wskazywać w przedstawianych przez siebie sprawozdaniach, które informacje winny ich zdaniem zostać objęte klauzulą poufności jako strategicznie ważne pod względem handlowym.

Każdy operator zobowiązany jest zawrzeć w sprawozdaniu na temat instalacji następujące informacje:

- 1) dane identyfikujące instalację, określone w załączniku IV do dyrektywy oraz swój indywidualny numer pozwolenia;

<sup>(1)</sup> Dz.U. L 41 z 14.2.2003, str. 26.

- 2) w odniesieniu do wszystkich źródeł – łączne wielkości emisji, wybraną metodę (pomiar czy obliczenia), wybrane poziomy i (jeśli ma zastosowanie) metodę, dane dotyczące działalności <sup>(1)</sup>, współczynniki emisji <sup>(2)</sup> oraz współczynniki utleniania/współczynniki konwersji <sup>(3)</sup>. W sytuacji, gdy stosuje się bilans masy, operatorzy podają w sprawozdaniach przepływ masy, zawartość węgla i energii dla każdego rodzaju paliwa oraz strumień materiałów wchodzących do i wychodzących z danej instalacji i ich zapasy;
- 3) czasowe lub stałe zmiany poziomów, przyczyny wprowadzenia tych zmian, początkowe daty, od których następują zmiany oraz początkowe i końcowe daty zmian czasowych;
- 4) wszelkie inne zmiany w instalacji w okresie sprawozdawczym, które mogą być istotne dla sprawozdania na temat emisji.

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

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

- ilości biomasy spalanej [TJ] lub zastosowanej w procesach [t lub m<sup>3</sup>],
- emisje CO<sub>2</sub> [t CO<sub>2</sub>] z biomasy, jeżeli do określenia wielkości emisji stosuje się metodę pomiarów,
- CO<sub>2</sub> wyprowadzone z instalacji [t CO<sub>2</sub>] wraz z informacją, w jakiego rodzaju związkach CO<sub>2</sub> został z niej wyprowadzony.

Informacje na temat paliw i emisji będących efektem ich zastosowania przedstawia się przy użyciu standardowych kategorii paliw IPCC (patrz: sekcja 8 niniejszego załącznika), opartych na definicjach Międzynarodowej Agencji Energii (<http://www.iea.org/stat/defs/defs.htm>). W sytuacji gdy Państwo Członkowskie stosowne dla operatora opublikowało wykaz kategorii paliw zawierający definicje i współczynniki emisji zgodne ze swoim najnowszym spisem krajowym przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, takie kategorie i współczynniki emisji mają być stosowane, pod warunkiem uzyskania ich zatwierdzenia, w ramach odpowiedniej metodologii monitorowania.

Ponadto w sprawozdaniach podaje się także informacje na temat rodzajów odpadów i emisji wynikających z ich wykorzystania w charakterze paliw lub materiałów wsadowych. Rodzaje odpadów przedstawia się, używając klasyfikacji „Europejskiego Wykazu Odpadów” (decyzja Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 r., zastępująca 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 <sup>(4)</sup>): (<http://europa.eu.int/comm/environment/waste/legislation/a.htm>). Do nazw odpowiednich rodzajów odpadów wykorzystywanych w instalacji dodaje się właściwe sześciocyfrowe kody.

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

Dane o wielkości emisji przedstawia się w tonach CO<sub>2</sub> po zaokrągleniu do pełnej tony (na przykład 1 245 978 ton). Dane dotyczące działalności, współczynniki emisji i utleniania lub współczynniki konwersji zaokrągla się tak, by zawierały tylko cyfry istotne zarówno dla obliczeń wielkości emisji, jak i dla celów sprawozdawczych, np. w postaci liczb obejmujących łącznie tylko pięć cyfr (na przykład 1,2369) w odniesieniu do wartości wykazującej zakres niedokładności ± 0,01 %.

W celu osiągnięcia spójności pomiędzy danymi przedstawianymi na mocy dyrektywy a danymi przedstawianymi przez Państwa Członkowskie w rozumieniu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) oraz z innymi danymi zgłaszanymi do Europejskiego rejestru emisji zanieczyszczeń (EPER), każdy rodzaj działalności przeprowadzany w danej instalacji ma być oznakowany przy zastosowaniu kodów pochodzących z dwóch następujących systemów sprawozdawczych:

- 1) wspólny format sprawozdawczy dla krajowych systemów wykazów gazu cieplarnianego, zatwierdzony przez odpowiednie organy Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (patrz: sekcja 12.1 niniejszego załącznika);
- 2) kod IPCC z załącznika A3 Europejskiego rejestru emisji zanieczyszczeń (EPER) (patrz: sekcja 12.2 niniejszego załącznika).

<sup>(1)</sup> Dane dotyczące działalności w odniesieniu do działalności obejmującej procesy spalania przedstawia się w postaci energii (wartość opałowa netto) i masy. Paliwa lub surowce biomasowe należy również uwzględniać w danych dotyczących działalności.

<sup>(2)</sup> Współczynniki emisji w zakresie działalności obejmującej procesy spalania podaje się w postaci emisji CO<sub>2</sub> na daną zawartość energii.

<sup>(3)</sup> Współczynniki utleniania i współczynniki konwersji podaje się jako ułamki bezwymiarowe.

<sup>(4)</sup> Dz.U. L 226 z 6.9.2000, str. 3. Decyzja ostatnio zmieniona decyzją Rady 2001/573/WE (Dz.U. L 203 z 28.7.2001, str. 18).

## 6. PRZECHOWYWANIE INFORMACJI

Operator danej instalacji dokumentuje i archiwizuje dane z monitorowania emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich źródeł danej instalacji, powstałych w wyniku prowadzenia działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy.

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

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

Aby móc odtworzyć ustalenia na temat wielkości emisji dla weryfikatora lub innej strony trzeciej, operator danej instalacji przechowuje wszelkie sprawozdania ze wszystkich okresów sprawozdawczych, a mianowicie przez okres co najmniej 10 lat od daty przekazania sprawozdania właściwemu organowi, zgodnie z art. 14 ust. 3 dyrektywy.

Dane te obejmują – w wypadku metody obliczeniowej:

- wykaz wszystkich źródeł objętych monitorowaniem,
- dane dotyczące działalności, użyte w jakichkolwiek obliczeniach wielkości emisji gazu cieplarnianego z różnych źródeł, sklasyfikowane według rodzaju procesu i paliwa,
- dokumenty uzasadniające wybór metodologii monitorowania oraz dokumenty uzasadniające wprowadzenie okresowych lub stałych zmian w metodologiach monitorowania i poziomach, zatwierdzonych przez właściwe władze,
- dokumentację metodologii monitorowania i wyników z opracowania współczynników emisji dla konkretnego rodzaju działalności, frakcji biomasy dla szczególnych paliw oraz współczynników utleniania lub konwersji; następnie odpowiednie dowody uzyskania zatwierdzenia od właściwych władz,
- dokumentację procesu gromadzenia danych dotyczących działalności dla danej instalacji i jej źródeł,
- dane dotyczące działalności, współczynniki emisji, utleniania lub konwersji przekazane właściwym władzom dla celów krajowego planu przydziałów za lata poprzedzające okres objęty systemem handlu,
- dokumentację zakresu odpowiedzialności 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.

Jeżeli stosuje się metodę pomiarów, przechowywane są następujące dodatkowe informacje:

- dokumentacja uzasadniająca wybór pomiarów jako metodologii monitorowania,
- dane wykorzystywane dla analiz niedokładności w odniesieniu do emisji gazu cieplarnianego z różnych źródeł, sklasyfikowane według rodzaju procesu i paliwa,
- dokładny opis techniczny systemu ciągłych pomiarów, włącznie z dokumentacją zatwierdzenia od właściwych władz,
- pierwotne i zbiorcze dane z systemu ciągłych pomiarów, włącznie z dokumentacją zmian wprowadzanych z biegiem czasu, protokół do przeprowadzonych testów, awarii, kalibracji, serwisowania i konserwacji,
- dokumentację wszelkich zmian w systemie pomiarowym.

## 7. ZAPEWNIENIE JAKOŚCI I KONTROLA JAKOŚCI

### 7.1. Wymogi ogólne

Operator opracowuje, dokumentuje, wprowadza i utrzymuje skuteczny system zarządzania danymi w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat emisji gazów cieplarnianych zgodnie z niniejszymi wytycznymi. Operator wdraża taki system zarządzania danymi przed rozpoczęciem okresu sprawozdawczego, w celu zapewnienia, aby wszystkie dane, niezbędne dla procesu weryfikacji, były odpowiednio zapisywane i kontrolowane. Informacje przechowywane w systemie zarządzania danymi zawierają informacje wymienione w sekcji 6.

Wymagane procedury zapewnienia jakości i kontroli jakości mogą być wdrażane w kontekście systemu eko-zarządzania i audytu UE (EMAS) lub innych systemów zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska, włącznie z normą ISO 14001:1996 („Systemy zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska – Wykaz wraz z wytycznymi dotyczącymi stosowania”).

Procedury zapewnienia jakości i kontroli jakości powinny być skierowane na procedury niezbędne dla monitorowania i sprawozdawczości emisji gazów cieplarnianych oraz na stosowanie tych procedur w ramach instalacji i powinny obejmować między innymi:

- identyfikację źródeł gazów cieplarnianych objętych systemem na mocy załącznika I do dyrektywy,
- kolejność działań i wzajemnych relacji między procesami monitorowania i sprawozdawczości,
- zakresy kompetencji i odpowiedzialności,
- stosowane metody obliczeniowe lub pomiarowe,
- używane urządzenia pomiarowe (o ile są stosowane),
- sprawozdawczość i zapisy,
- wewnętrzne przeglądy zarówno przedstawianych danych, jak i systemu jakości,
- działania zapobiegawcze i korygujące.

W sytuacji gdy operator zdecyduje się zlecić na zewnątrz wykonanie jakiegokolwiek procesu mającego wpływ na procedury zapewnienia jakości i kontroli jakości, zapewnia on odpowiednią kontrolę nad realizacją takiego procesu oraz jego przejrzystość. Odpowiednie środki kontroli i przejrzystości takich procesów zleczanych na zewnątrz są określone w procedurach zapewnienia jakości i kontroli jakości.

## 7.2 Techniki i urządzenia pomiarowe

Operator zapewnia, że stosowane urządzenia pomiarowe są regularnie kalibrowane, dostosowywane i sprawdzane przed ich użyciem, oraz sprawdzane pod kątem zgodności z normami pomiarowymi odpowiadającymi międzynarodowym normom pomiarowym. Ponadto operator ocenia i zapisuje ważność wyników poprzednich pomiarów, gdy urządzenie zostaje uznane za niezgodne z wymogami. Jeżeli urządzenie jest uznane za niezgodne z wymogami, operator podejmuje natychmiast niezbędne działania naprawcze. Zapisy wyników kalibracji i autentyczności zachowuje się.

Jeżeli operator stosuje system ciągłych pomiarów wielkości emisji, zobowiązany jest przestrzegać przepisów normy EN 14181 („Emisje ze źródeł stacjonarnych – Zapewnienie jakości zautomatyzowanych systemów pomiarowych”) oraz normy EN ISO 14956:2002 („Czystość powietrza – Ocena odpowiedniości procedury pomiarowej poprzez porównanie z wymaganym pomiarem niedokładności”), w odniesieniu do przyrządów i operatora.

Alternatywnie, można zlecić niezależnym i akredytowanym laboratoriom wykonanie pomiarów, ocenę danych, monitorowanie i sprawozdawczość. W takim wypadku laboratoria wykonujące badanie muszą być dodatkowo akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025:2000 („Ogólne wymogi w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

## 7.3 Zarządzanie danymi

Operator przeprowadza procedury zapewnienia jakości i kontroli jakości w zarządzaniu danymi w celu zapobiegania powstawaniu braków, sfałszowań i błędów. Operator sam opracowuje takie procedury, dostosowując je do złożoności zestawu tych danych. Procedury zapewnienia jakości i kontroli jakości w zarządzaniu danymi są zapisywane i udostępniane weryfikatorowi.

Działania w zakresie zapewnienia jakości 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 na temat emisji monitorowane dla tej samej instalacji w różnych latach. Błąd w zakresie monitorowania jest prawdopodobny, jeżeli różnice między danymi z różnych lat nie mogą być wyjaśnione przez:

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

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

- porównaniem danych na temat paliw lub materiałów wsadowych zużywanych w konkretnych źródłach z danymi na temat zakupu paliw i danymi na temat zmian stanu zapasów,
- porównaniem danych na temat łącznego zużycia paliw lub materiałów wsadowych z danymi na temat zakupu paliw i danymi na temat zmian stanu zapasów,
- porównaniem współczynników emisji obliczonych lub otrzymanych od dostawcy paliwa z referencyjnymi – krajowymi lub międzynarodowymi – współczynnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw,
- porównaniem współczynników emisji opartych na analizie paliwa z referencyjnymi – krajowymi lub międzynarodowymi – współczynnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw,
- porównaniem wielkości emisji mierzonych i obliczanych.

#### 7.4. Weryfikacja i istotność błędów

Operator przedstawia weryfikatorowi sprawozdanie na temat wielkości emisji, kopię posiadanego pozwolenia dla każdej instalacji plus wszelkie inne właściwe informacje. Weryfikator ocenia, czy metodologia monitorowania zastosowana przez operatora jest zgodna z metodologią monitorowania dla danej instalacji zatwierdzoną przez właściwe władze, z zasadami prowadzenia monitorowania i sprawozdawczości przedstawionymi w sekcji 3 oraz z wytycznymi ustanowionymi w niniejszym załączniku i w załącznikach następnym. Na podstawie tej oceny weryfikator wnioskuje o tym, czy dane przedstawione w sprawozdaniu na temat emisji zawierają braki, nieprawidłowości lub błędy, które prowadzą do istotnych zafałszowań w zgłaszanych informacjach.

W ramach prowadzonego przez siebie procesu weryfikacji, weryfikator jest zobowiązany w szczególności:

- rozumieć każdy rodzaj działalności przeprowadzanej w instalacji, źródła emisji w ramach tej instalacji, urządzenia pomiarowe stosowane do celów monitorowania lub pomiarów danych dotyczących działalności, pochodzenie i stosowanie współczynników emisji oraz współczynników utleniania i konwersji oraz środowisko, w jakim funkcjonuje dana instalacja,
- rozumieć stosowany przez operatora system zarządzania danymi i ogólną organizację w odniesieniu do monitorowania i sprawozdawczości oraz otrzymuje, analizuje i kontroluje dane zawarte w systemie zarządzania danymi,
- ustala dopuszczalny poziom istotności błędów w kontekście charakteru i złożoności rodzajów działalności i źródeł w danej instalacji,
- na podstawie swojej wiedzy fachowej i w oparciu o informacje przedstawione przez operatora, analizuje, w jakim stopniu nieprawidłowe dane mogą prowadzić do istotnych sfałszowań w sprawozdaniu na temat emisji,
- sporządza plan weryfikacji dostosowany do analizy ryzyka oraz do zakresu i stopnia złożoności prowadzonej przez operatora działalności i źródeł emisji, oraz definiujący metody próbkowania, które mają być wykorzystane w odniesieniu do instalacji operatora,
- przeprowadza plan weryfikacji, gromadząc dane zgodnie ze zdefiniowanymi metodami próbkowania oraz wszelkie stosowne dodatkowe dowody, na podstawie których sporządzi swoje ostateczne wnioski z weryfikacji,
- kontroluje, czy zastosowanie metodologii monitorowania wyszczególnionej w pozwoleniu umożliwiło osiągnięcie poziomu dokładności zgodnego z określonymi poziomami,
- zwraca się do operatora o dostarczenie wszelkich brakujących danych lub o uzupełnienie brakujących sekcji w ramach ścieżek audytu, wyjaśnia różnice w danych o emisji lub weryfikuje obliczenia, przed sporządzeniem ostatecznych wniosków z weryfikacji.

Przez cały czas trwania procesu weryfikacji, weryfikator określa nieprawidłowości, oceniając, czy:

- procedury zapewnienia jakości i kontroli jakości opisane w sekcjach 7.1, 7.2 i 7.3 zostały wdrożone,
- istnieją jasne i obiektywne dowody, uzyskane za pomocą metody gromadzenia danych, na poparcie ustaleń na temat nieprawidłowości.

Weryfikator ocenia istotność zarówno wszelkich pojedynczych nieprawidłowości, jak i zbiorczych, nieskorygowanych nieprawidłowości, biorąc pod uwagę wszelkie braki, nieprawidłowości lub błędy, które mogłyby prowadzić do nieprawidłowości, na przykład system zarządzania danymi dający w efekcie wartości nieprzejrzyste, stronnicze lub niespójne. Poziom pewności powinien być współmierny z progiem dopuszczalnej istotności błędów, określonej dla danej instalacji.

Na końcu procesu weryfikacji weryfikator dokonuje oceny w odniesieniu do tego, czy sprawozdanie na temat wielkości emisji zawiera jakiegokolwiek istotne nieprawidłowości. W sytuacji gdy weryfikator dochodzi do wniosku, że sprawozdanie na temat emisji nie zawiera żadnych poważnych nieprawidłowości, operator może przedstawić sprawozdanie na temat emisji właściwym władzom zgodnie z art. 14 ust. 3 dyrektywy. Jeżeli natomiast weryfikator dochodzi do wniosku, że sprawozdanie na temat emisji zawiera istotne nieprawidłowości, sprawozdanie operatora zostanie zweryfikowane jako niesatysfakcjonujące. Zgodnie z art. 15 dyrektywy Państwa Członkowskie zapewniają, aby operator, którego sprawozdanie, w odniesieniu do emisji z poprzedniego roku, nie zostało ocenione jako satysfakcjonujące do dnia 31 marca następnego roku, nie miał możliwości dalszego przekazywania pozwoleń, dopóki jego sprawozdanie nie zostanie zweryfikowane jako satysfakcjonujące. Państwa Członkowskie ustanawiają mające zastosowanie kary, zgodnie z art. 16 dyrektywy.

Na podstawie sprawozdania na temat emisji, które zostało zweryfikowane jako satysfakcjonujące, w odniesieniu do łącznej liczby wyrażającej wielkość emisji z danej instalacji, właściwe władze sprawdzają, czy operator oddał wystarczającą liczbę zezwoleń przyznaných w odniesieniu do tej samej instalacji.

Państwa Członkowskie zapewniają, aby różnice zdań między operatorami, weryfikatorami i właściwymi władzami nie miały wpływu na prawidłową sprawozdawczość i były rozstrzygane zgodnie z dyrektywą, niniejszymi wytycznymi, szczegółowymi wymogami ustanowionymi przez Państwa Członkowskie zgodnie z załącznikiem V do dyrektywy oraz właściwymi procedurami krajowymi.

#### 8. WSPÓŁCZYNNIKI EMISJI

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

TABELA 4

#### Współczynniki emisji dla paliwa kopalnego – związane z wartością opałową netto (NCV), z wyłączeniem współczynników utleniania

Paliwo	Współczynnik emisji CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /TJ)	Źródło współczynnika emisji
A) Kopalne płynne		
<i>Paliwa pierwotne</i>		
Olej surowy	73,3	IPCC, 1996 <sup>(1)</sup>
Olej emulsyjny (ang. <i>orimulsion</i> )	80,7	IPCC, 1996
Płynne na bazie gazu ziemnego	63,1	IPCC, 1996
<i>Paliwa/produkty wtórne</i>		
Benzyna	69,3	IPCC, 1996
Nafta <sup>(2)</sup>	71,9	IPCC, 1996
Olej łupkowy	77,4	National Communication Estonia, 2002
Gaz/olej napędowy	74,1	IPCC, 1996
Pozostałościowy olej napędowy	77,4	IPCC, 1996

<sup>(1)</sup> Zaktualizowane wytyczne IPCC z roku 1996 dla krajowych wykazów emisji gazów cieplarnianych: podręcznik referencyjny, 1.13.

<sup>(2)</sup> Nafta, z wyjątkiem paliw do silników odrzutowych.

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

<sup>(1)</sup> J. Falbe, M. Regitz, Römmpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.

<sup>(2)</sup> J. Falbe, M. Regitz, Römmpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.

9. WYKAZ BIOMASY NEUTRALNEJ POD WZGLĘDEM CO<sub>2</sub>

Poniższy przykładowy, ale nie wyczerpujący wykaz zawiera pewną liczbę materiałów, które w rozumieniu niniejszych wytycznych są uznawane za biomasę i które są ważone współczynnikiem emisji wynoszącym 0 [t CO<sub>2</sub>/TJ] lub t lub m<sup>3</sup>]. Frakcji torfowych i kopalnych wymienionych poniżej materiałów nie uznaje się za biomasę.

1. Rośliny i części roślin, między innymi:
  - słoma,
  - siano i trawa,
  - liście, drewno, korzenie, pnie, kora,
  - płody rolne, np. kukurydza i pszenżyto.
2. Odpady, produkty i produkty uboczne biomasy, między innymi:
  - odpady przemysłowe drewna (odpady drewna z obróbki i przetwórstwa drewna oraz odpady drewna z działań w przemyśle materiałów drzewnych),
  - drewno zużyte (zużyte produkty wykonane drewna i materiały z drewna) oraz produkty i produkty uboczne z działań przetwórstwa drewna,
  - odpady na bazie drewna z przemysłu celulozowego i papierniczego, np. ług posiarzynowy,
  - odpady z leśnictwa,
  - mączka zwierzęca, rybna i spożywcza, tłuszcz, olej i łój,
  - osady pierwotne z produkcji żywności i napojów,
  - nawóz,
  - pozostałości roślin uprawnych,
  - szlam kanalizacyjny,
  - biogaz wytwarzany podczas trawienia, fermentacji lub gazyfikacji biomasy,
  - szlam portowy i inne szlamy i osady wodne,
  - gaz ulatniający się ze składowisk odpadów.
3. Frakcje biomasy lub materiały mieszane, między innymi:
  - frakcja biomasy z ładunku zbieranego z powierzchni zbiorników wodnych,
  - frakcja biomasy z pozostałości mieszanych pochodzących z produkcji żywności i napojów,
  - frakcja biomasy z odpadów włókienniczych,
  - frakcja biomasy z papieru, tektury i tektury wielowarstwowej,
  - frakcja biomasy z odpadów komunalnych i przemysłowych,
  - frakcja biomasy z przetworzonych odpadów komunalnych i przemysłowych,
4. Paliwa, których składniki i produkty pośrednie zostały wyprodukowane z biomasy, między innymi:
  - bioetanol,
  - biodiesel,
  - bioetanol eteryfikowany,
  - biometanol,
  - bioeter dimetylowy,
  - bio-olej (paliwo uzyskiwane z rozkładu termicznego oleju) i biogaz.



## 10. OKREŚLENIE DANYCH I WSPÓŁCZYNNIKÓW DLA KONKRETNÝCH RODZAJÓW DZIAŁALNOŚCI

10.1 **Określenie wartości opałowej netto i współczynników emisji dla paliw**

Szczególna procedura w celu określenia współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych rodzajów paliwa jest uzgadniana z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu sprawozdawczego, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania paliwa i do określania jego wartości opałowej netto, zawartości węgla i współczynnika emisji opierają się na odpowiednich normach CEN (takich jak normy dotyczące częstotliwości próbkowania, procedur próbkowania, określania wartości opałowej brutto i netto oraz zawartości węgla dla różnych rodzajów paliwa), gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji gdy normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji gdy nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, mogą być przeprowadzane procedury, gdzie to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Przykłady odnośnych norm CEN są następujące:

- EN ISO 4259:1996 „Produkty z ropy naftowej – Określenie i stosowanie danych dotyczących dokładności w odniesieniu do metod testowania”.

Przykłady odnośnych norm ISO są następujące:

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

Uzupełniające normy krajowe do charakteryzowania paliw są następujące:

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

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

Należy zauważyć, że w celu osiągnięcia odpowiedniej dokładności współczynnika emisji dla konkretnego rodzaju działalności (poza dokładnością procedury analitycznej w celu określenia zawartości węgla i wartości opałowej netto) decydujące znaczenie mają częstotliwość próbkowania, procedura próbkowania i przygotowanie próbkowania. Czynniki te są w znacznym stopniu uzależnione od stanu i 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 komercyjnych paliw gazowych lub płynnych.

Określenie zawartości węgla, wartości opałowej netto i współczynników emisji dla partii paliwa następuje według ogólnie przyjętej praktyki dla próbkowania reprezentatywnego. Operator dostarcza dowody na to, że uzyskane dane o zawartości węgla, wartościach opałowych i współczynnikach emisji są reprezentatywne i wolne od stronniczości.

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

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

#### 10.2. **Określanie współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów działalności**

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

Procedury stosowane do określania reprezentatywnego współczynnika utleniania dla konkretnego rodzaju działalności, (np. przez zawartość węgla w sadzy, popiołach i wyciekach oraz w innych odpadach lub produktach ubocznych) opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko są one dostępne. Jeżeli normy CEN są niedostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji gdy nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, procedury mogą być przeprowadzane, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Laboratorium wykorzystywane do określania współczynnika utleniania lub danych, na których współczynnik ten się opiera, ma być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymagania w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Określanie współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów działalności z partii materiału następuje według ogólnie przyjętej praktyki reprezentatywnego próbkowania. Operator przedstawia dowody na to, że otrzymane współczynniki utleniania są reprezentatywne i wolne od stronniczości.

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

#### 10.3 **Określanie współczynników emisji procesowych i danych na temat składu**

Szczególna procedura w celu określenia współczynnika emisji dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla szczególnych materiałów zostają uzgodnione z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu sprawozdawczego, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania i określania składu odpowiednich materiałów lub otrzymania współczynnika emisji procesowych opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko są one dostępne. Jeżeli normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. Jeżeli nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, mogą być przeprowadzane procedury, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Laboratorium wykorzystywane do określania składu lub współczynnika emisji ma być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymagania w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Określanie współczynników emisji procesowych i danych na temat składu dla partii materiałów następuje według ogólnie przyjętej praktyki reprezentatywnego próbkowania. Operator przedstawia dowody na to, że otrzymany współczynnik emisji procesowych lub dane na temat składu są reprezentatywne i wolne od stronniczości.

Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie dla tej partii materiału, dla której ma być reprezentatywna.

Pełną dokumentację procedur stosowanych przez odnośną organizację w celu określenia współczynników emisji lub danych na temat składu oraz pełen zestaw wyników przechowuje się i udostępnia weryfikatorowi dokonującemu kontroli sprawozdania na temat wielkości emisji.

#### 10.4. **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 9 niniejszego załącznika) w łącznej masie węgla w mieszaninie paliwowej.

Szczególna procedura w celu określenia frakcji biomasy w konkretnym rodzaju paliwa wraz z procedurą próbkowania zostaje uzgodniona z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu sprawozdawczego, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania paliwa oraz do określania frakcji biomasy opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko są one dostępne. Jeżeli normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. Jeżeli nie istnieją żadne mające zastosowanie normy, mogą być przeprowadzane procedury, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży <sup>(1)</sup>.

Metody mające zastosowanie do określania frakcji biomasy w paliwie mogą być bardzo zróżnicowane, od ręcznego sortowania składników materiałów mieszanych po różne metody określania wartości ogrzewczych mieszaniny dwuskładnikowej i jej dwóch składników czystych, po analizę izotopową węgla-14, w zależności od szczególnego charakteru odnośnej mieszaniny paliwowej.

Laboratorium wykorzystywane do określania frakcji biomasy ma być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymagania w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Określanie frakcji biomasy w partiach materiałów następuje według ogólnie przyjętej praktyki dla reprezentatywnego próbkowania. Operator przedstawia dowody na to, że otrzymane wartości są reprezentatywne i wolny od stronniczości.

Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie dla tej partii materiału, dla której ma być reprezentatywna.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w odnośnym 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 prowadziłoby do poniesienia nieracjonalnie wysokich kosztów, operator albo przyjmuje udział biomasy wynoszący 0 % (to znaczy uznaje, że cały węgiel zawarty w danym typie paliwa jest pochodzenia kopalnego), albo proponuje metodę szacowania, która podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze.

## 11. FORMAT SPRAWOZDAWCZOŚCI

Jako podstawę dla sprawozdawczości stosuje się następujące tabele, które można dostosowywać odpowiednio do liczby działalności, rodzajów instalacji, paliw i procesów objętych monitorowaniem:

### 11.1 Identyfikacja instalacji

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
1. Nazwa spółki dominującej	
2. Nazwa spółki zależnej	
3. Operator instalacji	
4. Instalacja	
4.1. Nazwa	
4.2. Numer pozwolenia <sup>(1)</sup>	
4.3. Sprawozdawczość w ramach EPER – czy wymagana?	Tak/Nie
4.4. Numer identyfikacyjny EPER <sup>(2)</sup>	
4.5. Adres/miasto, w którym znajduje się instalacja	

<sup>(1)</sup> Numer pozwolenia nadają właściwe władze w procesie wydawania pozwolenia.

<sup>(2)</sup> Wypełnia się tylko w przypadku, gdy dana instalacja podlega obowiązkowi sprawozdawczości w ramach EPER, a pozwolenie dla tej instalacji przewiduje prowadzenie nie więcej niż jednego rodzaju działalności objętej EPER. Podanie tej informacji nie jest obowiązkowe i stosuje się ją wyłącznie dla celów uzupełniających identyfikację jako dodatek do podanej nazwy i adresu.

<sup>(1)</sup> Przykładem jest holenderska norma BRL-K 10016 („Udział biomasy w paliwach wtórnych”) opracowana przez KIWA.

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
4.6. Kod pocztowy / kraj	
4.7. Współrzędne geograficzne położenia instalacji	
5. Osoba kontaktowa:	
5.1. Imię i nazwisko	
5.2. Adres / miasto / kod pocztowy / kraj	
5.3. Numer telefonu	
5.4. Numer faksu	
5.5. E-mail	
6. Rok sprawozdawczy	
7. Rodzaje prowadzonych działalności objętych załącznikiem I <sup>(1)</sup>	
Działalność 1	
Działalność 2	
Działalność N	

(<sup>1</sup>) Np. „Rafinerie oleju mineralnego”.

#### 11.2 Ogólny przegląd działalności prowadzonych w danej instalacji i emisji z tej instalacji

Emisje z rodzajów działalności objętych załącznikiem I						
Kategorie	Kategoria IPCC CRF <sup>(1)</sup>	Kod IPPC kategorii EPER	Używana metoda: obliczenia / pomiary	Niedokładności (przy metodzie pomiarów) <sup>(2)</sup>	Zmiana poziomów tak/nie	Emisje t/CO <sub>2</sub>
<b>Rodzaje działalności</b>						
Działalność 1						
Działalność 2						
Działalność N						
<b>Suma</b>						

(<sup>1</sup>) Np. „1. Procesy przemysłowe, A. Produkty mineralne, 1. Produkcja wapna”.

(<sup>2</sup>) Wypełnia się tylko w przypadku gdy wielkość emisji została określona metodą pomiarów.

Pozycje dodatkowe/informacyjne	Przeniesiony CO <sub>2</sub>		Biomasa użyta do spalania	Biomasa użyta w procesach	Emisje z biomasy
	Przeniesiona ilość [tCO <sub>2</sub> ]	Przeniesiony materiał	[TJ]	[t lub m <sup>3</sup> ]	[tCO <sub>2</sub> ] <sup>(1)</sup>
Jednostka					
Działalność 1					
Działalność 2					
Działalność N					

<sup>(1)</sup> Wypełnia się tylko w przypadku gdy wielkość emisji została określona metodą pomiarów.

### 11.3 Emisje ze spalania (Obliczenia)

<b>Działalność N</b>	
----------------------	--

Rodzaj działalności objętej załącznikiem I:

Opis działalności

#### Paliwa kopalne

Paliwo 1				
Paliwo kopalne				
Rodzaj paliwa:				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m <sup>3</sup>		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO <sub>2</sub> /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO <sub>2</sub>		
Paliwo N				
Paliwo kopalne				
Rodzaj paliwa				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m <sup>3</sup>		

		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO <sub>2</sub> /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO <sub>2</sub>		
<b>Biomasa i paliwa mieszane</b>				
Paliwo M				
Biomasa/paliwa mieszane				
Rodzaj paliwa:				
Frakcja biomasy (0–100 % zawartości węgla):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m <sup>3</sup>		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO <sub>2</sub> /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO <sub>2</sub>		
<b>Działalność ogółem</b>				
<b>Emisje ogółem (tCO<sub>2</sub>) <sup>(1)</sup></b>				
<b>Wykorzystana biomasa ogółem (TJ) <sup>(2)</sup></b>				

<sup>(1)</sup> Równe sumie emisji z paliw kopalnych i frakcji kopalnej w paliwach mieszanych.

<sup>(2)</sup> Równe zawartości energii w czystej biomase i frakcji biomasy w paliwach mieszanych.

#### 11.4 Emisje procesowe (Obliczenia)

<b>Działalność N</b>	
Rodzaj działalności objętej załącznikiem I:	
Opis działalności:	
<b>Procesy, w których wykorzystuje się wyłącznie kopalne materiały wsadowe</b>	
Proces 1	
Rodzaj procesu:	

Opis danych dotyczących działalności:

Zastosowana metoda obliczeń (tylko w przypadku gdy jest określona w wytycznych):

		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m <sup>3</sup>		
	Współczynnik emisji	tCO <sub>2</sub> /t lub tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO <sub>2</sub>		
Proces N				

Rodzaj procesu:

Opis danych dotyczących działalności:

Zastosowana metoda obliczeń (tylko w przypadku gdy jest określona w wytycznych):

		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m <sup>3</sup>		
	Współczynnik emisji	tCO <sub>2</sub> /t lub tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO <sub>2</sub>		

**Procesy, w których wykorzystuje się biomasę/mieszane materiały wsadowe**

Proces M

Opis procesu:

Opis materiału wsadowego:

Frakcja biomasy (procentowa zawartość węgla):

Zastosowana metoda obliczeń (tylko w przypadku gdy jest określona w wytycznych):

		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m <sup>3</sup>		

	Współczynnik emisji	tCO <sub>2</sub> /t lub tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO <sub>2</sub>		
<b>Działalność ogółem:</b>				
<b>Emisje ogółem:</b>	(tCO <sub>2</sub> )			
<b>Wykorzystana biomasa ogółem</b>	(t lub m <sup>3</sup> )			

## 12. KATEGORIE SPRAWOZDAWCZOŚCI

Dane na temat wielkości emisji przedstawia się zgodnie z kategoriami formatu sprawozdawczości IPCC oraz kodyfikacją IPCC zawartą w załączniku A3 do Decyzji EPER (patrz: sekcja 12.2 niniejszego załącznika). Szczególne kategorie obu tych formatów sprawozdawczości pokazane są poniżej. W sytuacji gdy dana działalność może być sklasyfikowana w ramach dwóch lub więcej kategorii, wybrana klasyfikacja powinna odzwierciedlać podstawowy cel tej działalności.

### 12.1. Format sprawozdawczości IPCC

Poniższa tabela stanowi wyciąg ze wspólnego formatu sprawozdawczości (CRF) należącego do wytycznych UNFCCC (Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu) w sprawie wykazów rocznych <sup>(1)</sup>. Według CRF emisje klasyfikuje się w siedmiu głównych kategoriach:

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

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

<b>1. Sprawozdanie sektorowe – energia</b>
A. Działalności obejmujące spalanie paliwa (metoda sektorowa)
1. Przemysł energetyczny
a. Produkcja energii elektrycznej i ciepłej dla odbiorców publicznych
b. Rafinowanie ropy naftowej
c. Produkcja paliw stałych i inne branże przemysłu energetycznego
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo

<sup>(1)</sup> UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.



---

a. Żelazo i stal

---

b. Metale nieżelazne

---

c. Chemikalia

---

d. Celuloza, papier i druk

---

e. Przetwórstwo spożywcze, napoje i tytoń

---

f. Inne (proszę wyszczególnić)

---

---

4. Inne sektory

---

a. Handlowy/institutionalny

---

b. Mieszkaniowy

---

c. Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo

---

---

5. Inne (proszę wyszczególnić)

---

a. Stacjonarne

---

b. Ruchome

---

---

B. Emisje uchodzące z paliw

---

1. Paliwa stałe

---

a. Górnictwo węgla

---

b. Przekształcanie paliw stałych

---

c. Inne (proszę wyszczególnić)

---

---

2. Ropa naftowa i gaz ziemny

---

a. Ropa naftowa

---

b. Gaz ziemny

---

---

c. Odpowietrzanie i spalanie gazów na wylotach kominów

---

Odpowietrzanie

---

Spalanie gazów na wylotach kominów

---

d. Inne (proszę wyszczególnić)

---

## **2. Sprawozdanie sektorowe – procesy przemysłowe**

A. Produkty mineralne

---

1. Produkcja cementu

---

2. Produkcja wapna

---

3. Wykorzystanie wapienia i dolomitu

---

4. Produkcja i wykorzystanie sody amoniakalnej

---

5. Bitumiczne pokrycia dachowe

---

6. Układanie asfaltowych nawierzchni drogowych

---

7. Inne (proszę wyszczególnić)

---

B. Przemysł chemiczny

---

1. Produkcja amoniaku

---

2. Produkcja kwasu azotowego

---

3. Produkcja kwasu adypinowego

---

4. Produkcja karbidu

---

5. Inne (proszę wyszczególnić)

---

C. Produkcja metali

---

1. Produkcja żelaza i stali

---

2. Produkcja stopów żelaza

---

3. Produkcja aluminium

---

4. SF<sub>6</sub> wykorzystywany w odlewniach aluminium i magnezu

5. Inne (proszę wyszczególnić)

#### Dodatkowe pozycje informacyjne

Emisje CO<sub>2</sub> z biomasy

#### 12.2. Kodyfikacja kategorii źródłowych IPPC według Decyzji EPER

Poniższa tabela stanowi wyciąg z załącznika A3 do decyzji Komisji 2000/479/WE z dnia 17 lipca 2000 r. w sprawie wdrożenia europejskiego rejestru emisji zanieczyszczeń (EPER) zgodnie z art. 15 dyrektywy Rady 96/61/WE dotyczącej zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC) <sup>(1)</sup>.

#### Wyciąg z załącznika A3 do decyzji EPER

<b>1.</b>	<b>Przemysł energetyczny</b>
1.1.	Instalacje wykorzystywane do procesów spalania o wydajności > 50 MW
1.2.	Rafinerie olejów mineralnych i gazu
1.3.	Piece koksownicze
1.4.	Zakłady gazyfikacji i upłynniania węgla
<b>2.</b>	<b>Produkcja i przetwórstwo metali</b>
2.1/2.2/2.3/2.4/2.5/2.6.	Przemysł metalowy i instalacje do prażenia i spiekania rud metali; Instalacje do produkcji metali żelaznych i nieżelaznych
<b>3.</b>	<b>Przemysł mineralny</b>
3.1/3.3/3.4/3.5.	Instalacje do produkcji klinkieru cementowego (o wydajności > 500 t dziennie), wapna (> 50 t dziennie), szkła (> 20 t dziennie), substancji mineralnych (> 20 t dziennie) i produktów ceramicznych (> 75 t dziennie)
3.2	Instalacje do produkcji azbestu lub produktów na bazie azbestu
<b>4.</b>	<b>Przemysł chemiczny i instalacje chemiczne do produkcji:</b>
4.1.	Podstawowych organicznych substancji chemicznych
4.2/4.3.	Podstawowych nieorganicznych substancji chemicznych lub nawozów

<sup>(1)</sup> Dz.U. L 192 z 28.7.2000, str. 36.

4.4/4.6.	Biocydów i materiałów wybuchowych
4.5.	Produktów farmaceutycznych
<b>5.</b>	<b>Gospodarka odpadami</b>
5.1/5.2.	Instalacje do utylizacji lub odzyskiwania odpadów niebezpiecznych (o wydajności > 10 t dziennie) lub odpadów komunalnych (> 3 t na godzinę)
5.3/5.4.	Instalacje do utylizacji odpadów niezaliczanych do niebezpiecznych (o wydajności > 50 t dziennie) lub usuwanych na wysypiska (> 10 t dziennie)
<b>6.</b>	<b>Inne działalności objęte załącznikiem I</b>
6.1.	Zakłady przemysłowe do produkcji celulozy z drewna lub innych materiałów włóknistych i do produkcji papieru lub tektury (o wydajności > 20 t dziennie)
6.2.	Zakłady wstępnej obróbki włókien lub tkanin (o wydajności > 10 t dziennie)
6.3.	Zakłady farbowania skór i skór surowych (o wydajności > 12 t dziennie)
6.4.	Rzeźnie (o wydajności > 50 t dziennie), mleczarnie (> 200 t dziennie), zakłady produkcji innych surowców pochodzenia zwierzęcego (> 75 t dziennie) lub roślinnego (> 300 t dziennie)
6.5.	Instalacje do utylizacji lub powtórnego przetwarzania zwłok zwierzęcych i odpadów pochodzenia zwierzęcego (> 10 t dziennie)
6.6.	Instalacje do hodowli drobiu (o wydajności > 40 000 szt), świń (> 2 000) lub macior (> 750)
6.7.	Instalacje do obróbki powierzchniowej lub produkty stosujące rozpuszczalniki organiczne (o wydajności > 200 t rocznie)
6.8.	Instalacje do produkcji węgla lub grafitu

## ZAŁĄCZNIK II

**Wytyczne dotyczące emisji ze spalania pochodzących z działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy****1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ**

Zawarte w niniejszym załączniku wytyczne dla konkretnych rodzajów działalności służą do monitorowania emisji gazów cieplarnianych z instalacji wykorzystywanych do procesów spalania o ilości mierzonego ciepła doprowadzanego, przekraczających 20 MW (z wyjątkiem instalacji do utylizacji odpadów niebezpiecznych lub komunalnych), wymienionych w załączniku I do dyrektywy, oraz w celu monitorowania emisji ze spalania pochodzących z innych działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy, o ile są określone w załącznikach III–XI niniejszych wytycznych.

Monitorowanie emisji gazu cieplarnianego z procesów spalania obejmuje emisje ze spalania wszystkich paliw w instalacji, a także emisje z procesów przemywania (ang. *scrubbing*), np. w celu usunięcia SO<sub>2</sub>. Emisje z wewnętrznych silników spalinowych wykorzystywanych do celów transportu nie podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości. Wszystkie emisje gazów cieplarnianych powstające w wyniku spalania paliw w danej instalacji przypisuje się do tejże instalacji, bez względu na eksport energii cieplnej lub elektrycznej do innych instalacji. Emisji związanych z produkcją energii cieplnej lub elektrycznej importowanej z innych instalacji nie przypisuje się do instalacji importującej.

**2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>**

Źródła emisji CO<sub>2</sub> z instalacji wykorzystywanych do procesów spalania i z samych procesów zawierają:

- kotły grzewcze
- palniki
- turbiny
- piece grzewcze
- paleniska
- piece do spopielenia
- piece do suszenia
- piece (ang. *ovens*)
- suszarki
- silniki
- gazy spalane na wylotach kominów
- płuczki do przemywania gazów (emisje procesowe)
- wszelkie inne urządzenia lub maszyny wykorzystujące paliwo, z wyjątkiem urządzeń lub maszyn zasilanych silnikami spalinowymi, wykorzystywanych do celów transportowych.

**2.1. Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>****2.1.1. Emisje ze spalania****2.1.1.1. Ogólne rodzaje działalności, w których wykorzystuje się procesy spalania**

Wielkość emisji CO<sub>2</sub> ze źródeł spalania oblicza się przez pomnożenie zawartości energii każdego rodzaju paliwa wykorzystanego przez współczynnik emisji i przez współczynnik utleniania. W odniesieniu do każdego rodzaju paliwa dokonuje się następującego obliczenia dla każdego rodzaju działalności:

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

gdzie:

a) dane dotyczące działalności

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

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

gdzie:

(a1) paliwo zużyte

Poziom 1

Zużycie paliwa mierzy się bez pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż  $\pm 7,5$  %.

Poziom 2a

Zużycie paliwa mierzy się bez pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż  $\pm 5,0$  %.

Poziom 2b

Pomiar przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż  $\pm 4,5$  %. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na ilości zakupionego paliwa i różnicy w ilości pozostającej w zapasach ustalonej w określonym okresie czasu stosując następujący wzór:

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

gdzie:

Paliwo C: paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym

Paliwo P: paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym

Paliwo S: zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego

Paliwo E: zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego

Paliwo O: paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)

Poziom 3a

Zużycie paliwa mierzy się bez pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż  $\pm 2,5$  %.

Poziom 3b

Pomiar przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż  $\pm 2,0$  %. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na ilości paliwa zakupionego i różnicy w ilości pozostającej w zapasach ustalonej w określonym okresie czasu, stosując następujący wzór:

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

gdzie:

Paliwo C: paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym

Paliwo P: paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym

Paliwo S: zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego

Paliwo E: zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego

Paliwo O: paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)

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

**Poziom 4a**

Zużycie paliwa mierzy się bez pośredniego etapu składowania przed spaleniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż  $\pm 1,5\%$ .

**Poziom 4b**

Pomiar przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż  $\pm 1,0\%$ . Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na ilości paliwa zakupionego i różnicy w ilości pozostającej w zapasach ustalonej w określonym okresie czasu, stosując następujący wzór:

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

gdzie:

Paliwo C: paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym

Paliwo P: paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym

Paliwo S: zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego

Paliwo E: zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego

Paliwo O: paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)

Należy zauważyć, że różne rodzaje paliwa mogą prowadzić do znacznych odchyleń w dopuszczalnych progach niedokładności procesu pomiarowego. Paliwa gazowe i płynne z reguły mierzy się dokładniej niż paliwa stałe. Niemniej jednak w każdej z omówionych klas występują liczne wyjątki (w zależności od rodzaju i właściwości paliwa, drogi dostawy (statkiem, koleją, samochodem ciężarowym, taśmociągami, rurociągiem) oraz od okoliczności właściwych dla danej instalacji), co wyklucza proste przyporządkowanie paliw do określonych poziomów;

(a2) wartość opałow netto

**Poziom 1**

Operator stosuje do odpowiedniego paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, wymienione w Dodatku 2.1 A.3 „Wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju na rok 1990” do dokumentu IPCC 2000 „*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*” (Wytyczne dotyczące właściwych praktyk i stosowania progów niedokładności w krajowych wykazach emisji gazów cieplarnianych) (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

**Poziom 2**

Operator stosuje do odpowiedniego paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie Państwo Członkowskie w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.

**Poziom 3**

Pomiaru wartości opałowej netto, reprezentatywnej dla każdej partii paliwa w instalacji, dokonuje operator, współpracujące z nim laboratorium lub dostawca paliwa zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

**b) współczynnik emisji****Poziom 1**

Stosuje się współczynniki referencyjne dla każdego paliwa wymienione w sekcji 8 załącznika I.

**Poziom 2a**

Operator stosuje do odpowiedniego paliwa współczynniki 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 2b**

Operator wyprowadza współczynniki emisji dla każdej partii paliwa na podstawie jednego z następujących ustalonych przybliżeń:

- 1) pomiar gęstości szczególnych olejów lub gazów wspólnych np. dla danej rafinerii lub dla przemysłu stalowego; oraz
- 2) wartość opałowa netto dla szczególnych rodzajów węgla,

w połączeniu z korelacją empiryczną, ustaloną przez zewnętrzne laboratorium zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I. Operator zapewnia, że korelacja spełnia wymogi dobrej praktyki inżynierskiej i że jest ona stosowana wyłącznie do wartości przybliżonych, które wchodzą w zakres, dla którego zostały ustalone.

**Poziom 3**

Określenia współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności, reprezentatywnych dla odpowiednich partii, dokonuje operator, zewnętrzne laboratorium lub dostawca paliwa, zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

**c) współczynnik utleniania****Poziom 1**

Dla wszystkich paliw stałych przyjmuje się referencyjny współczynnik utleniania/referencyjną wartość utleniania wynoszącą 0,99 (co odpowiada zamianie węgla w CO<sub>2</sub> w stopniu 99 %); dla wszystkich innych paliw współczynnik referencyjny wynosi 0,995.

**Poziom 2**

W odniesieniu do paliw stałych operator wyprowadza współczynniki dla konkretnych rodzajów działalności na podstawie zawartości węgla w popiołach, wyciekach oraz w innych odpadach i produktach ubocznych i innych niecałkowicie utlenionych emisjach węgla, zgodnie z przepisami wymienionymi w sekcji 10 załącznika I.

**2.1.1.2. Spalanie gazów na wylocie 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.

Emisje CO<sub>2</sub> oblicza się na podstawie ilości gazu spalanego na wylotach kominów [m<sup>3</sup>] i zawartości węgla w spalonym w ten sposób gazie [t CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>] (włącznie z węglem nieorganicznym).

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

gdzie:

**a) dane dotyczące działalności****Poziom 1**

Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m<sup>3</sup>] użyta w czasie okresu sprawozdawczego, wyprowadzona metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszącym ± 12,5 %.

**Poziom 2**

Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m<sup>3</sup>] użyta w czasie okresu sprawozdawczego, wyprowadzona metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszącym ± 7,5 %.

**Poziom 3**

Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m<sup>3</sup>] użyta w czasie okresu sprawozdawczego, wyprowadzona metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszącym ± 2,5 %;

**b) współczynnik emisji****Poziom 1**

Zastosowanie referencyjnego współczynnika emisji wynoszącego 0,00785 t CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> (w warunkach standardowych), wyprowadzonego ze spalania czystego butanu wykorzystanego jako konserwatywnego wskaźnika dla gazów spalanych na wylotach kominów.



## Poziom 2

Współczynnik emisji [t CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> gazów spalanych na wylotach kominów] obliczony z zawartości węgla w gazach spalanych na wylotach kominów z zastosowaniem przepisów sekcji 10 załącznika I;

c) współczynnik utleniania

## Poziom 1

Współczynnik utleniania 0,995

2.1.2. *Emisje procesowe*

Wielkość emisji CO<sub>2</sub> z procesów będących wynikiem zastosowania węglanów do przemiany gazów (wyplukiwania SO<sub>2</sub> ze strumieni gazów spalinowych) oblicza się na podstawie ilości zakupionych węglanów (metoda obliczeń dla poziomu 1a) lub wyprodukowanego gipsu (metoda obliczeń dla poziomu 1b). Te dwie metody obliczeń są równoważne. Obliczenia dokonuje się na podstawie następującego wzoru:

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

Przy czym:

Metoda obliczeniowa A „na bazie węglanów”

Obliczenie wielkości emisji odbywa się na podstawie ilości użytych węglanów:

a) dane dotyczące działalności

## Poziom 1

Ilość [t] suchego węglanu jako surowca w procesie mierzona przez operatora lub dostawcę w skali roku z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż ± 7,5 %;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Użycie współczynników stechiometrycznych przemiany węglanów [t CO<sub>2</sub>/t suchego węglanu], jak pokazano w tabeli 1. Wartość tę dostosowuje się dla odpowiedniej wilgotności i zawartości skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.

TABELA 1

**Stechiometryczne współczynniki emisji**

Węglan	Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> /t Ca-, Mg- lub inny węglan]	Uwagi
CaCO <sub>3</sub>	0,440	
MgCO <sub>3</sub>	0,522	
Ogólnie : X <sub>y</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>z</sub>	$\text{Współczynnik emisji} = \frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y \times [M_x] + Z \times [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}}$	X = ziemia alkaliczna lub metal alkaliczny M <sub>2</sub> = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M <sub>CO<sub>2</sub></sub> = masa cząsteczkowa CO <sub>2</sub> = 44 [g/mol] M <sub>CO<sub>3</sub></sub> = masa cząsteczkowa CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali na bazie ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 1

c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Metoda obliczeniowa B „na bazie gipsu”

Obliczanie wielkości emisji odbywa się na podstawie ilości wyprodukowanego gipsu:

a) dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość [t] suchego gipsu ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) jako produktu w procesie mierzona przez operatora lub przetwórcę gipsu w skali roku z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż  $\pm 7,5\%$ ;

b) współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynnik stechiometryczny odwodnionego gipsu ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) i  $\text{CO}_2$  w procesie:  $0,2558 \text{ t CO}_2/\text{t}$  gipsu;

c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

**2.2 Pomiar wielkości emisji  $\text{CO}_2$** 

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

**3. USTALANIE WIELKOŚCI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ  $\text{CO}_2$** 

Szczegółowe wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż  $\text{CO}_2$  mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

---

## ZAŁĄCZNIK III

**Wytyczne szczegółowe dotyczące rafinerii olejów mineralnych wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES

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

3. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

Potencjalne źródła emisji CO<sub>2</sub> obejmują:

## a) spalanie związane z pozyskiwaniem energii:

- kotły,
- urządzenia grzewcze i przetwarzające stosowane w procesach technologicznych,
- silniki/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 (z katalitycznego krakowania i innych procesów katalitycznych),
- retorty do koksowania (*flexi-coking* i koksowanie opóźnione).

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>

Operator może obliczać wielkość emisji:

- a) dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego procesu stosowanego w danej instalacji; lub
- b) stosując metodę bilansu masy, pod warunkiem że operator może zademonstrować, że metoda ta jest bardziej dokładna dla instalacji jako całość niż obliczenie dla każdego rodzaju paliwa lub dla każdego procesu; lub
- c) stosując metodę bilansu masy w odniesieniu do dobrze zdefiniowanego podzbioru rodzajów paliwa lub procesów oraz obliczenia indywidualne dla pozostałych rodzajów paliwa i procesów stosowanych w danej instalacji, pod warunkiem że operator może zademonstrować, że metoda ta jest bardziej dokładna dla całej instalacji niż obliczenia dla każdego rodzaju paliwa lub dla każdego procesu.

## 2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na analizie wszystkich ilości węgla we wsadzie, akumulacjach, włącznie w produktach oraz w eksporcie, w celu uwzględnienia w emisjach gazu cieplarnianego z danej instalacji, stosując następujące równanie:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany w stanie zapasów}) \times \text{współczynnik konwersji} \frac{\text{CO}_2}{\text{C}}$$

Przy czym:

- wsad [tC]: cała ilość węgla wprowadzanego w granice instalacji,
- produkty [tC]: cała ilość węgla w produktach i materiałach, włącznie z produktami ubocznymi, opuszczająca granice bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wyprowadzany z granic bilansu masy, np. zrzucany do ścieków, wywożony na zwalnię lub tracony w postaci strat. Eksport nie obejmuje uwalniania gazów cieplarnianych do atmosfery,
- zmiany w stanie zapasów [tC]: zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

W związku z czym obliczenie wygląda następująco:

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

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

Poziom 1

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masy do i z instalacji określa się, stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż  $\pm 7,5\%$ . Wszystkie inne przepływy masy paliw i materiałów do i z instalacji określa się, stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 2

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masy do i z instalacji określa się, stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż  $\pm 5,0\%$ . Wszystkie inne przepływy masy paliw i materiałów do i z instalacji określa się, stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 3

Przepływy masy do i z instalacji określa się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 4

Przepływy masy do i z instalacji określa się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż  $\pm 1,0\%$ ;

b) zawartość węgla

Poziom 1

Przy obliczaniu bilansu masy operator stosuje przepisy z sekcji 10 załącznika I w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych oraz określania ich zawartości węgla i frakcji biomasy;

c) zawartość energii

Poziom 1

Do celów spójnej sprawozdawczości zawartość energii oblicza się w każdym strumieniu paliwa i materiałów (wyrażoną jako wartość opałowa netto odpowiednich strumieni).

2.1.2. *Emisje ze spalania*

Emisje ze spalania podlegają monitorowaniu zgodnie z załącznikiem II.

2.1.3. *Emisje procesowe*

Szczególne procesy prowadzące do powstawania emisji CO<sub>2</sub> obejmują:

## 1. Regenerację urządzeń do krakowania i inne procesy regeneracji katalizatorów

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.

Ilość CO<sub>2</sub> emitowanego w tym procesie oblicza się zgodnie z wytycznymi zawartymi w załączniku II, przy czym jako dane dotyczące działalności podaje się ilość spalonego koksu, a zawartość węgla w koksie służy jako podstawa do obliczenia współczynnika emisji.

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

## Poziom 1

Ilość koksu [t] spalonego z katalizatora w okresie sprawozdawczym, na podstawie wytycznych określających najlepsze praktyki przemysłowe dla szczególnego procesu.

## Poziom 2

Ilość koksu [t] spalonego z katalizatora w okresie sprawozdawczym, obliczona z bilansu ciepła i materiału w stosunku do krakowania katalitycznego;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Współczynnik emisji dla określonego rodzaju działalności [t CO<sub>2</sub>/t koksu] na podstawie zawartości węgla w koksie, wyprowadzony zgodnie z przepisami zawartymi w sekcji 10 załącznika I;

c) współczynnik konwersji

## Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

## 2. Retorty do koksowania

Upusty CO<sub>2</sub> z komór spalania retort do koksowania fluidalnego i procesu *fleki-coking* oblicza się w następujący sposób:

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

## Poziom 1

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

## Poziom 2

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

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Konkretny współczynnik emisji [t CO<sub>2</sub>/t koksu] na podstawie wytycznych określających najlepsze praktyki przemysłowe dla danego procesu.

## Poziom 2

Konkretny współczynnik emisji [t CO<sub>2</sub>/t koksu] wyprowadzony na podstawie zmierzonej zawartości CO<sub>2</sub> w gazach spalinowych, zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I.

## 3. Produkcja wodoru w rafineriach

Emitowany CO<sub>2</sub> pochodzi z zawartości węgla w gazie zasilającym. Należy dokonać obliczenia emisji CO<sub>2</sub> w oparciu o dane na temat materiałów wsadowych.

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności}_{\text{wsad}} \times \text{współczynnik emisji}$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

## Poziom 1

Ilość węglowodoru wsadowego [t wsad] przetworzonego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ± 7,5 %.

## Poziom 2

Ilość węglowodoru wsadowego [t wsad] przetworzonego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ± 2,5 %;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Należy użyć wartości referencyjnej 2,9 t CO<sub>2</sub> na t przetworzonego wsadu, na podstawie etanu.

## Poziom 2

Zastosowanie współczynnika emisji dla konkretnego rodzaju działalności [CO<sub>2</sub>/t wsadu] obliczonego z zawartości węgla w gazie zasilającym, określonego zgodnie z wytycznymi sekcji 10 załącznika I.

2.2. **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>

Szczegółowe wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

—

## ZAŁĄCZNIK IV

**Wytyczne szczegółowe dotyczące pieców koksowniczych wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Piece koksownicze mogą stanowić część stalowni, mając bezpośrednie połączenie techniczne z instalacjami spiekalniczymi oraz instalacjami służącymi wytwarzaniu surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania, co powoduje intensywną wymianę energii i materiału (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks), zachodzącą w trakcie normalnej pracy. Jeżeli zezwolenie na instalację, zgodnie z art. 4, 5 i 6 dyrektywy, obejmuje całą stalownię, a nie tylko piece koksownicze, emisję CO<sub>2</sub> można również monitorować w całej stalowni przy użyciu metody bilansu masy (ang. *mass balance approach*), określonej w sekcji 2.1.1. niniejszego załącznika.

Jeżeli w instalacji przeprowadza się przemywanie gazów odlotowych, a powstające emisje nie są obliczane jako części emisji z instalacji, wówczas obliczane są zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

W piecach koksowniczych emisje CO<sub>2</sub> pochodzą z następujących źródeł:

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

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>

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

- a) dla zintegrowanej stalowni jako całości, stosując metodę bilansu masy; lub
- b) dla pieca koksowniczego jako odrębnej działalności zintegrowanej stalowni.

## 2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacjach, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu uwzględnienia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:

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

gdzie:

- wsad [tC]: cały węgiel wprowadzany w granice instalacji,
- produkty [tC]: cały węgiel w produktach i materiałach, łącznie z produktami ubocznymi, opuszczający granice bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wywożony z granic bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery.
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

Obliczanie wygląda w związku z tym następująco:

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

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

Poziom 1

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masowe do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 7,5\%$ . Wszelkie inne masowe przepływy paliwa i materiału do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 2

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masowe do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 5,0\%$ . Wszelkie inne masowe przepływy paliwa i materiału do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 3

Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 4

Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 1,0\%$ ;

b) zawartość węgla

Poziom 1

Obliczając bilans masy, operator postępuje zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy;

c) zawartość energii

Poziom 1

Do celu prowadzenia spójnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażone jako wartość opałowa netto odnośnego strumienia).

### 2.1.2. Emisje ze spalania

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



## 2.1.3. Emisje procesowe

W czasie zwęglania w komorze koksowniczej pieca koksowniczego, po usunięciu powietrza, węgiel przekształca się w koks oraz nieoczyszczony gaz koksowniczy (*crude COG*). Głównym materiałem wsadowym zawierającym węgiel/strumienie wsadu jest węgiel, lecz mogą nim być również odpady koksowe, koks naftowy, ropa naftowa (*oil*) oraz gaz powstający w czasie procesu technologicznego, taki jak gaz wielkopiecowy (*BFG*). Gaz wielkopiecowy, jako część produktu wyjściowego z procesu, zawiera wiele składników zawierających węgiel, między innymi dwutlenek węgla ( $\text{CO}_2$ ), tlenek węgla ( $\text{CO}$ ), metan ( $\text{CH}_4$ ), węglowodory ( $\text{C}_x\text{H}_y$ ).

Ogólną wielkość emisji  $\text{CO}_2$  pochodzącej z pieców koksowniczych oblicza się w następujący sposób:

$$= \Sigma(\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WEJŚCIE}} \times \text{współczynnik emisji}_{\text{WEJŚCIE}}) - \Sigma(\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJŚCIE}} \times \text{współczynnik emisji}_{\text{WYJŚCIE}})$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności<sub>WEJŚCIE</sub> mogą zawierać węgiel występujący jako surowiec, odpady koksowe, ropa naftowa (ang. *oil*), gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy i tym podobne. Dane dotyczące działalności<sub>WYJŚCIE</sub> mogą zawierać koks, smołę koksowniczą, olej lekki, gaz wielkopiecowy, i tym podobne;

## (a1) paliwo stosowane jako wsad do procesu

## Poziom 1

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 7,5$  %.

## Poziom 2

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 5,0$  %.

## Poziom 3

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5$  %.

## Poziom 4

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 1,0$  %;

## (a2) wartość opału netto

## Poziom 1

Operator stosuje do odnośnego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, wymienione w Dodatku 2.1 A.3 „Wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju na rok 1990” do dokumentu IPCC 2000 „*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*” (Wytyczne dotyczące właściwych praktyk i stosowania progów niedokładności w krajowych wykazach emisji gazów cieplarnianych) (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

## Poziom 2

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

## Poziom 3

Wartość opałowa netto reprezentatywna dla każdej partii paliwa w instalacji mierzona jest przez operatora, laboratorium zewnętrzne lub dostawcę paliwa zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Stosowane współczynniki referencyjne podane są w poniższej tabeli lub w sekcji 8 załącznika I.

TABELA 1

**Współczynniki emisji dla gazów powstałych w procesie technologicznym (w tym składnik CO<sub>2</sub> w paliwie) <sup>(1)</sup>**

Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> /TJ]		Źródło danych
Gaz koksowniczy (COG)	47,7	IPCC
Gaz wielkopiecowy (BFG)	241,8	IPCC

<sup>(1)</sup> Wartości bazują na współczynnikach IPCC wyrażonych w tC/TJ, pomnożone przez współczynnik konwersji CO<sub>2</sub>/C wynoszący 3,664.

## Poziom 2

Szczególne współczynniki emisji są określone zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I.

2.2 **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>

Szczególne wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

## ZAŁĄCZNIK V

**Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do prażenia rud metali oraz instalacji spiekalniczych wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. GRANICE I KOMPLETNOŚĆ

Instalacje do prażenia rud metali oraz instalacje spiekalnicze mogą stanowić integralną część stalowni, mając bezpośrednie połączenie techniczne z piecami koksowniczymi oraz instalacjami do produkcji surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania. Stąd wynika intensywna wymiana energii i materiału (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) mająca miejsce podczas normalnej pracy. Jeżeli zezwolenie na instalację, zgodnie z art. 4, 5 i 6 dyrektywy, obejmuje całą stalownię, a nie tylko instalacje do prażenia i spiekania, emisje CO<sub>2</sub> można również monitorować dla zintegrowanej stalowni jako całość. W takich przypadkach może być stosowana metoda bilansu masy (ang. *mass balance approach*) (sekcja 2.1.1. niniejszego załącznika).

Jeżeli w instalacji przeprowadza się przemywanie gazów odlotowych, a powstające emisje nie są obliczane jako części emisji z instalacji, wówczas są one obliczane zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

W instalacjach do prażenia rud metali oraz instalacjach spiekalniczych emisje CO<sub>2</sub> pochodzą z następujących źródeł:

- surowców (kalcynowanie wapienia i dolomitu),
- paliw konwencjonalnych (gaz ziemny, koks/miał koksowy),
- gazów powstałych w wyniku procesu technologicznego (np. gaz koksowniczy (COG) i gaz wielkopiecowy BFG),
- pozostałości z procesu technologicznego używane jako materiał wsadowy, w tym odfiltrowane pyły z zakładu spiekalniczego, konwertera i wielkiego pieca.
- inne paliwa,
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>

Operator może obliczać emisje stosując albo metodę bilansu masy albo dla każdego źródła w danej instalacji osobno.

## 2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacjach, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, stosując następujące równanie:

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

Przy czym:

- wsad [tC]: cały węgiel wprowadzany w granice instalacji,
- produkty [tC]: cały węgiel w produktach i materiałach, łącznie z produktami ubocznymi, opuszczający granice bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wyprowadzany z granic bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery,
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

Obliczanie wygląda w związku z tym następująco:

$$\text{emisje CO}_2[\text{t CO}_2] = (\Sigma(\text{dane dotyczące}_{\text{działalnościwsad}} \times \text{zawartość}_{\text{węglawasad}}) - \Sigma(\text{dane dotyczące}_{\text{działalnościprodukt}} \times \text{zawartość}_{\text{węglaprodukt}}) - \Sigma(\text{dane dotyczące}_{\text{działalnościeksport}} \times \text{zawartość}_{\text{węglaeksport}}) - \Sigma(\text{dane dotyczące}_{\text{działalnościzmiany zapasów}} \times \text{zawartość}_{\text{węglazmiany zapasów}})) \times 3,664$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Operator analizuje i zgłasza masowe przepływy do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany zapasów dla wszystkich odnośnych paliw i materiałów oddzielnie.

Poziom 1

Dla podzbioru paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 7,5\%$ . Wszelkie inne masowe przepływy paliw oraz materiału do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 2

Dla podzbioru paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 5,0\%$ . Wszelkie inne przepływy masowe paliw i materiałów do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 3

Przepływy masowe do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ .

Poziom 4

Przepływy masowe do i z instalacji są określane przy zastosowaniu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 1,0\%$ ;

b) zawartość węgla

Obliczając bilans masy, operator postępuje zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych, określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy;

c) zawartość energii

Dla celu spójnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość opałowa netto odpowiedniego strumienia).

2.1.2. *Emisje ze spalania*

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

2.1.3. *Emisje procesowe*

W czasie procesu wypalania na ruszcie, CO<sub>2</sub> jest uwalniane z materiałów wsadowych, tj. z mieszaniny surowców (zwykle z węglanu wapnia) oraz z powtórnie wykorzystywanych odpadów z procesu technologicznego. Dla każdego rodzaju używanych materiałów wsadowych ilość CO<sub>2</sub> oblicza się w następujący sposób:

$$\text{emisje CO}_2 = \{ \text{dane dotyczące}_{\text{działalnościwsadoprocesu}} \times \text{współczynnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \}$$

a) dane dotyczące działalności

## Poziom 1

Ilość [t] materiałów wsadowych – węglanów [ $t_{CaCO_3}$ ,  $t_{MgCO_3}$  lub  $t_{CaCO_3-MgCO_3}$ ] oraz pozostałości po procesie technologicznym używanych jako materiał wsadowy stosowany w procesie, zważonych przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 5,0$  %.

## Poziom 2

Ilość [t] materiałów wsadowych – węglanów [ $t_{CaCO_3}$ ,  $t_{MgCO_3}$  lub  $t_{CaCO_3-MgCO_3}$ ] oraz pozostałości po procesie technologicznym używanych jako materiał wsadowy, stosowany w procesie, zważonych przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 2,5$  %;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

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

TABELA 1

**Stechiometryczne współczynniki emisji**

Współczynnik emisji	
CaCO <sub>3</sub>	0,440 t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub>
MgCO <sub>3</sub>	0,522 t CO <sub>2</sub> /t MgCO <sub>3</sub>

Wartości te są dostosowywane w zależności od zawartości wilgoci i skały płonnej w stosowanym materiale zawierającym węglany.

Dla pozostałości z procesu technologicznego: współczynniki dla konkretnego rodzaju działalności są określone zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

c) współczynnik konwersji

## Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

## Poziom 2

Współczynniki dla konkretnego rodzaju działalności są określone zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I, określającymi ilość węgla w wyprodukowanych spiekach oraz odfiltrowanych pyłach. W przypadku gdy odfiltrowane pyły są ponownie wykorzystane w procesie technologicznym, ilość zawartego węgla [t] nie jest brana pod uwagę, aby uniknąć podwójnego liczenia.

2.2 **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

3. **OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>**

Szczegółowe wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

## ZAŁĄCZNIK VI

**Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Wytyczne podane w niniejszym załączniku obejmują emisje pochodzące z instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego. Odnoszą się one do wstępnej produkcji stali (w wielkich piecach (BF) i konwertorach tlenowych (BOF)) oraz wtórnej produkcji stali (w elektrycznych piecach łukowych (EAF)).

Instalacje do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego są, ogólnie rzecz biorąc, integralną częścią stalowni powiązaną technicznie z piecami koksowniczymi oraz instalacjami spiekalniczymi. Tak więc intensywna wymiana energii i materiału (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) ma miejsce podczas normalnej pracy. Jeżeli zezwolenie na instalację, zgodnie z art. 4, 5 i 6 dyrektywy, obejmuje całą stalownię, a nie tylko wielkie piece, emisje CO<sub>2</sub> można również monitorować dla zintegrowanej stalowni jako całości. W takich przypadkach może być zastosowana metoda bilansu masy (ang. *mass balance approach*), przedstawiona w sekcji 2.1.1. niniejszego załącznika.

Jeżeli w instalacji przeprowadza się przemywanie gazów odlotowych, a powstające w wyniku tego procesu emisje nie oblicza się jako części emisji wynikającej z procesu technologicznego, wówczas są one obliczane zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

W instalacjach do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, emisje CO<sub>2</sub> pochodzą z następujących źródeł:

- surowce (kalcynowanie wapienia lub dolomitu),
- paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny, węgiel i koks),
- środki redukujące (koks, węgiel, tworzywa sztuczne itd.),
- gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (gaz koksowniczy/COG, gaz wielkopiecowy/BFG, gaz konwertorowy/BOFG),
- zużycie grafitowych elektrod,
- inne paliwa,
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>

Operator może obliczać emisje stosując albo metodę bilansu masy albo oddzielnie dla każdego źródła instalacji.

## 2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacjach, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, stosując następujące równanie:

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

Przy czym:

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

— eksport [tC]: węgiel wyprawadzany z granic bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery,

— zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w granicach instalacji.

Obliczenie wygląda w związku z tym następująco:

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Operator analizuje i zgłasza masowe przepływy do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany zapasów dla wszystkich odnośnych paliw i materiałów oddzielnie.

Poziom 1

Dla podzbioru paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 7,5$  %. Wszelkie inne masowe przepływy paliw i materiału do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5$  %.

Poziom 2

Dla podzbioru paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 5,0$  %. Wszelkie inne masowe przepływy paliw i materiału do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5$  %.

Poziom 3

Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 2,5$  %.

Poziom 4

Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż  $\pm 1,0$  %.

b) zawartość węgla

Poziom 1

Obliczając bilans masy, operator postępuje według przepisów sekcji 10 załącznika I w odniesieniu do reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy;

c) zawartość energii

Poziom 1

Do celu prowadzenia spójnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość opała netto odpowiedniego strumienia).

### 2.1.2. Emisje ze 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 nie powstają one z reakcji metalurgicznych, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

## 2.1.3. Emisje procesowe

Instalacje do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, normalnie cechują się określoną kolejnością urządzeń (np. wielki piec, konwertor tlenowy, walcarka na gorąco) i urządzenia te często mają techniczne powiązania z innymi instalacjami (np. piecem koksowniczym, instalacją spiekalniczą, instalacją energetyczną). W tych instalacjach, pewna liczba różnych paliw stosowana jest jako czynniki redukujące. 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 CO<sub>2</sub> pochodzących z instalacji do produkcji surówki i stali oblicza się w sposób następujący:

$$= \Sigma(\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WEJŚCIE}} \times \text{współczynnik emisji}_{\text{WEJŚCIE}}) - \Sigma(\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJŚCIE}} \times \text{współczynnik emisji}_{\text{WYJŚCIE}})$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

(a1) zastosowane paliwo

## Poziom 1

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną, dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż ± 7,5 %.

## Poziom 2

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną, dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż ± 5,0 %.

## Poziom 3

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną, dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż ± 2,5 %.

## Poziom 4

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż ± 1,0 %;

(a2) wartość opałowa netto (jeżeli ma zastosowanie)

## Poziom 1

Operator stosuje do odpowiedniego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, wymienione w Dodatku 2.1 A.3 „Wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju na rok 1990” do dokumentu IPCC 2000 „Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories” (Wytuczne dotyczące właściwych praktyk i stosowania progów niedokładności w krajowych wykazach emisji gazów cieplarnianych) (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

## Poziom 2

Operator stosuje do odpowiedniego typu paliwa wartości opałowe netto 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 3

Wartość opałowa netto reprezentatywna dla każdej partii paliwa w instalacji jest mierzona przez operatora, laboratorium, z którym zawarto umowę(zewnętrzne) lub dostawcę paliwa zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;



b) współczynnik emisji

Współczynnik emisji dla danych dotyczących działalności<sub>WYJŚCIE</sub> odnosi się do ilości węgla niezawierającego CO<sub>2</sub> (*non-CO<sub>2</sub> carbon*) na wyjściu procesu, który jest wyrażony jako tCO<sub>2</sub>/t wyjście dla poprawy porównywalności.

## Poziom 1

Współczynniki referencyjne dla materiału wsadowego i wyjściowego podane są poniżej w tabelach 1 i 2 oraz w sekcji 8 załącznika I.

TABELA 1

**Współczynniki referencyjne emisji dla materiału wsadowego <sup>(1)</sup>**

Współczynnik emisji		Źródło współczynnika emisji
Gaz koksowniczy	47,7 t CO <sub>2</sub> /TJ	IPCC
Gaz wielkopiecowy	241,8 t CO <sub>2</sub> /TJ	IPCC
Gaz konwertorowy (BOFG)	186,6 t CO <sub>2</sub> /TJ	WBCSD/WRI
Elektrody grafitowe	3,60 t CO <sub>2</sub> /t elektroda	IPCC
PET	2,24 t CO <sub>2</sub> /t PET	WBCSD/WRI
PE	2,85 t CO <sub>2</sub> /t PE	WBCSD/WRI
CaCO <sub>3</sub>	0,44 t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub>	Współczynnik stechiometryczny
CaCO <sub>3</sub> -MgCO <sub>3</sub>	0,477 t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub> -MgCO <sub>3</sub>	Współczynnik stechiometryczny

(<sup>1</sup>) Wartości bazują na współczynnikach IPCC wyrażonych w tC/TJ, pomnożonych przez współczynnik konwersji CO<sub>2</sub>/C wynoszący 3,664.

TABELA 2

**Współczynniki referencyjne emisji dla materiału wyjściowego (w oparciu o zawartość węgla)**

Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> /t]		Źródło współczynnika emisji
Ruda	0	IPCC
Surówka, złom surówki, wyroby z żelaza	0,1467	IPCC
Złom stalowy, wyroby ze stali	0,0147	IPCC

## Poziom 2

Szczególne współczynniki emisji (t CO<sub>2</sub>/t<sub>WEJŚCIE</sub> lub t<sub>WYJŚCIE</sub>) dla materiałów wsadowych i wyjściowych, opracowane zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I.

2.2 **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku 1.

3. **OKREŚLANIE EMISJI INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>**

Szczególne wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

## ZAŁĄCZNIK VII

**Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji klinkieru cementowego wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli w instalacji przeprowadza się przemywanie gazów odlotowych, a powstające w wyniku tego procesu emisje nie są obliczane jako części emisji z procesów technologicznych z instalacji, wówczas są one obliczane zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

W instalacjach do produkcji cementu, emisje CO<sub>2</sub> pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynowanie wapienia znajdującego się w surowcach,
- konwencjonalne paliwa kopalne stosowane w piecach,
- alternatywne paliwa piecowe i surowce bazujące na kopalinach,
- paliwa piecowe z biomasy (odpady biomasy),
- paliwa niestosowane w piecach,
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. **Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>**2.1.1. *Emisje ze spalania*

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

W piecach cementowych, z powodu bardzo wysokiej temperatury spalania, długiego czasu przebywania w piecu i minimalnej ilości resztkowego węgla znajdującego się w klinkierze, niepełne spalanie paliw kopalnych jest pomijane. Zatem węgiel we wszystkich paliwach kopalnych traktuje się jako całkowicie utleniony (współczynnik utleniania = 1,0).

2.1.2. *Emisje procesowe*

W czasie kalcynowania (spiekania) w piecu, z mieszaniny surowców uwalniany jest CO<sub>2</sub>, zawarty w węglanach. Spiekanie CO<sub>2</sub> wiąże się bezpośrednio z produkcją klinkieru.

2.1.2.1. CO<sub>2</sub> pochodzący z produkcji klinkieru

CO<sub>2</sub> pochodzące z kalcynowania (spiekania) oblicza się na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru oraz zawartości CaO i MgO w klinkierze. Współczynnik emisji koryguje się dla uwzględnienia już skalcynowanego Ca i Mg wprowadzanego do pieca, na przykład poprzez popiół lotny lub alternatywne paliwa oraz surowce z odpowiednią zawartością CaO (na przykład osady ściekowe).

Emisje oblicza się na podstawie zawartości węglanów na wejściu procesu (obliczanie metodą A) lub na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru (obliczanie metodą B). Obie te metody traktuje się jako równorzędne.

Obliczanie metodą A: węglany.

Obliczanie opiera się na zawartości węglanów na wejściu procesu. CO<sub>2</sub> oblicza się stosując następujący wzór:

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość czystych węglanów (np. wapienia) zawartych w mączce surowej (ang. *raw meal*) [t] wykorzystanej jako wsad do procesu w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie mączki surowej z maksymalną dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż  $\pm 5,0\%$ . Określenie ilości węglanów ze składu odpowiednich surowców jest scharakteryzowane w wytycznych określających optymalne praktyki w danej branży.

Poziom 2

Ilość czystych węglanów (np. wapienia) zawartych w mączce surowej [t] wykorzystanej jako wsad do procesu w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie mączki surowej z maksymalną dopuszczalną niedokładnością mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ . Określenie ilości węglanów ze składu odpowiednich surowców jest określone przez operatora zgodnie z sekcją 10 załącznika I;

b) współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne węglanów w procesie wejścia pokazano w tabeli 1 poniżej.

TABELA 1

**Współczynniki stechiometryczne emisji**

Węglany	Współczynnik emisji
CaCO <sub>3</sub>	0,440 [t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub> ]
MgCO <sub>3</sub>	0,522 [t CO <sub>2</sub> /t MgCO <sub>3</sub> ]

c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Obliczanie metodą B: produkcja klinkieru

Ta metoda obliczeń jest oparta na ilości wyprodukowanego klinkieru. CO<sub>2</sub> oblicza się według następującego wzoru:

$$\text{emisje CO}_2_{\text{klinkier}} = \text{dane dotyczące działalności} \times \text{współczynnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji}$$

Jeżeli szacunki emisji są oparte na ilości wyprodukowanego klinkieru, należy rozważyć CO<sub>2</sub> uwolniony z kalcynacji pyłów cementowych (CKD – ang. *cement kiln dust*), dla instalacji, z której ulatniają się te pyły. Emisje pochodzące z produkcji klinkieru oraz z pyłów pieca do wypalania klinkieru cementowego, obliczane są oddzielnie oraz dodawane do całkowitej wielkości emisji:

$$\text{emisje CO}_2_{\text{proces_ogółem}} [\text{t}] = \text{emisje CO}_2_{\text{klinkier}} [\text{t}] + \text{emisje CO}_2_{\text{pyły}} [\text{t}]$$

Emisje związane z produkcją klinkieru

a) dane dotyczące działalności

Ilość klinkieru [t] wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1

Ilość wyprodukowanego klinkieru [t], uzyskana przez zważenie z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 5,0\%$ .

## Poziom 2a

Ilość wyprodukowanego klinkieru [t], uzyskana przez zważenie z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 2,5$  %.

## Poziom 2b

Produkcję klinkieru [t] z produkcji cementu, zważoną z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 1,5$  %, oblicza się przy użyciu następującego wzoru (bilans materiału, uwzględniając wysyłkę klinkieru, dostawy klinkieru jak również różnice w zapasach klinkieru):

$$\begin{aligned} & \text{klinkier wyprodukowany [t]} \\ & = (\text{cement wyprodukowany [t]} \times \text{stosunek klinkier/cement [t klinkier/t cement]}) \end{aligned}$$

— (klinkier dostarczony [t] + klinkier wysłany [t])

— (różnice zapasów klinkieru [t]).

Stosunek cement/klinkier oblicza i stosuje się oddzielnie dla różnych rodzajów cementu wyprodukowanych w konkretnej instalacji. Ilości klinkieru wysłanego i dostarczonego określa się z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 2,5$  %. Niedokładność określenia zmian zapasów w okresie sprawozdawczym pokazuje niedokładność mniejszą niż  $\pm 10$  %;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Współczynnik emisji: 0,525 t CO<sub>2</sub> /t klinkieru.

## Poziom 2

Współczynnik emisji oblicza się z bilansu CaO- i MgO-, przy założeniu, że część nie pochodziła z przetworzenia węglanów, ale była już zawarta we wsadzie do procesu. Skład klinkieru i odpowiednich surowców ma być określona zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I.

Współczynnik emisji oblicza się przy użyciu następującego równania:

$$\begin{aligned} & \text{współczynnik emisji [t CO}_2\text{/t klinkier]} \\ & = 0,785 \times (\text{wyjście}_{\text{CaO}} [\text{t CaO/t}]_{\text{klinkier}}) - \text{wejście}_{\text{CaO}} [\text{t CaO/t}]_{\text{materiał na wejściu}} \\ & + 1,092 \times (\text{wyjście}_{\text{MgO}} [\text{t MgO/t}]_{\text{klinkier}}) - \text{wejście}_{\text{MgO}} [\text{t MgO/t}]_{\text{materiał na wejściu}} \end{aligned}$$

Powyższy równanie używa stechiometrycznych frakcji CO<sub>2</sub>/CaO i CO<sub>2</sub>/MgO pokazanych w tabeli 2 poniżej.

TABELA 2

**Stechiometryczne współczynniki emisji CaO i MgO (produkcja netto)**

Tlenki	Współczynnik emisji
CaO	0,785 [t CO <sub>2</sub> /CaO]
MgO	1,092 [t CO <sub>2</sub> /MgO]

c) współczynnik konwersji

## Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

### Emisje związane z pyłami odpadowymi

CO<sub>2</sub> z odpadowych pyłów obejściowych (ang. *bypass dust*) lub pyłów cementowych (CKD), oblicza się na podstawie ilości odpadowych pyłów oraz współczynnika emisji dla klinkieru, skorygowanego dla częściowej kalcynacji CKD. Odpadowe pyły obejściowe, w przeciwieństwie do CKD, uznawane są jako w pełni wypalone. Emisje oblicza się jak przedstawiono poniżej:

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

Przy czym:

#### a) dane dotyczące działalności

##### Poziom 1

Ilość CKD lub pyłów obejściowych [t] powstałych w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 10,0\%$ .

##### Poziom 2

Ilość CKD lub pyłów obejściowych [t] powstałych w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż  $\pm 5,0\%$ ;

#### b) współczynnik emisji

##### Poziom 1

Zastosować wartości referencyjne: 0,525 t CO<sub>2</sub> na tonę klinkieru, również dla CKD.

##### Poziom 2

Współczynnik emisji [t CO<sub>2</sub> /CKD] oblicza się na podstawie stopnia prażenia CKD. Stosunek pomiędzy stopniem prażenia CKD a emisją CO<sub>2</sub> na tonę CKD jest nieliniowy. Przybliża się go na podstawie następującego wzoru:

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

Przy czym:

EF<sub>CKD</sub> = współczynnik emisji z częściowo wyprażonych pyłów z pieca cementowego [t CO<sub>2</sub>/t CKD]

EF<sub>Cli</sub> = określony współczynnik emisji z instalacji do klinkieru [CO<sub>2</sub> /t klinkier],

d = stopień wyprażenia CKD (uwolniony CO<sub>2</sub> jako % całkowitej ilości CO<sub>2</sub> z węglanów w mieszaninie surowców);

#### c) współczynnik konwersji

##### Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

## 2.2. **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

## 3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>

Szczegółowe wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

## ZAŁĄCZNIK VIII

**Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wapna wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli w instalacji przeprowadza się przemywanie gazów odlotowych, a powstające w wyniku tego procesu emisje nie są obliczane jako część emisji z procesu dokonywanego w instalacji, wówczas są one obliczane zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

W instalacjach do produkcji wapna, emisje CO<sub>2</sub> pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynowanie wapienia i dolomitu w surowcach,
- konwencjonalne paliwa kopalne stosowane w piecach,
- alternatywne bazujące na kopalinach paliwa piecowe i surowce,
- paliwa piecowe z biomasy (odpady biomasy),
- inne paliwa
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. **Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>**2.1.1. *Emisje ze spalania*

Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw (np. węgla, koksu ponafetowego, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szeroki zakres paliw odpadowych), odbywające się w instalacjach do produkcji wapna podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II. Emisje ze spalania treści organicznych surowców (alternatywnych) są również obliczane zgodnie z załącznikiem II.

2.1.2. *Emisje procesowe*

W czasie prażenia w piecu, z surowców uwalniany jest CO<sub>2</sub>, zawarty w węglanach. Wyprażanie CO<sub>2</sub> bezpośrednio wiąże się z produkcją wapna. Na poziomie instalacji, wyprażanie CO<sub>2</sub> może być obliczane na dwa sposoby: w oparciu o ilości węglanów z surowców (głównie wapienia, dolomitu) przetworzonych w procesie technologicznym (obliczanie metodą A) lub w oparciu o ilość tlenków alkalicznych w produkowanym wapnie (obliczanie metodą B). Obie te metody uznawane są jako równorzędne.

Obliczanie metodą A: węglany

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

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności<sub>węglany WEJŚCIE</sub> oraz dane dotyczące działalności<sub>węglany WYJŚCIE</sub> to ilości [t] CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> lub ziem alkalicznych, lub alkaliczne węglany zużyte w okresie sprawozdawczym.

## Poziom 1

Ilość czystych węglanów (np. wapien) [t] na wejściu procesu i w produkcie w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego mniejszą niż ± 5,0 %. Skład odpowiednich surowców i produktu jest scharakteryzowana przez wytyczne określające optymalne praktyki w danej branży.

## Poziom 2

Ilość czystych węglanów (np. wapień) [t] na wejściu procesu i w produkcie w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego mniejszą niż  $\pm 2,5\%$ . Skład odpowiednich surowców i produktu jest określany przez operatora zgodnie z sekcją 10 załącznika I;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Stosunek stechiometryczny węglanów w procesie wejścia i wyjścia pokazano w tabeli 1.

TABELA 1  
**Stechiometryczne współczynniki emisji**

Węglan	Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> /t Ca-, Mg- lub inny węglan]	Uwagi
CaCO <sub>3</sub>	0,440	
MgCO <sub>3</sub>	0,522	
Ogólnie X <sub>y</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>z</sub>	$\text{współczynnik emisji} = \frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y \times [M_x] + Z \times [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}}$	<p>X = ziemia alkaliczna lub metale alkaliczne</p> <p>M<sub>x</sub> = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M<sub>CO<sub>2</sub></sub> = masa cząsteczkowa CO<sub>2</sub> = 44 [g/mol]</p> <p>M<sub>CO<sub>3</sub><sup>2-</sup></sub> = masa cząsteczkowa CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> = 60 [g/mol]</p> <p>Y = Liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = Liczba stechiometryczna CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> = 1</p>

b) współczynnik konwersji

## Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Obliczanie metodą B: tlenki ziem alkalicznych

CO<sub>2</sub> oblicza się w oparciu o ilości CaO, MgO oraz zawartości innych ziem alkalicznych/tlenków alkalicznych w wyprodukowanym wapień. Należy wziąć pod uwagę już wyprażone Ca i Mg wchodzące do pieca, na przykład jako składnik popiołów lotnych lub paliw alternatywnych i surowców z odpowiednią zawartością CaO lub Mg.

Do obliczania stosuje się następujący wzór:

$$= \Sigma \left\{ \left[ \text{emisie CO}_2 \left[ \text{t CO}_2 \right] \right]_{\text{tlenki alkaliczne}} \times \text{współczynnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji} \right\}$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Określenie „dane dotyczące działalności<sub>O WYJŚCIE</sub> – dane dotyczące działalności<sub>O WEJŚCIE</sub>” oznacza całkowitą ilość [t] CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych przetworzonych z odpowiednich węglanów w okresie sprawozdawczym.

## Poziom 1

Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych [t] w produkcie oraz we wsadzie do procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością  $\pm 5,0\%$  i z zastosowaniem wytycznych określających optymalne praktyki w danej branży w zakresie składu odpowiednich rodzajów produktów oraz surowców.

## Poziom 2

Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych [t] w produkcie oraz we wsadzie do procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością  $\pm 2,5\%$  i przy zastosowaniu analiz składu zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne tlenków w na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w tabeli 2.

TABELA 2

## Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglan	Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> ]/[t Ca-, Mg- lub inny tlenek]	Uwagi
CaO	0,785	
MgO	1,092	
Ogólnie: X <sub>y</sub> (O) <sub>z</sub>	$\text{współczynnik emisji} = \frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y \times [M_x] + Z \times [M_o]\}}$	<p>X = ziemie alkaliczne lub metale ziem alkalicznych</p> <p>M<sub>z</sub> = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M<sub>CO<sub>2</sub></sub> = masa cząsteczkowa CO<sub>2</sub> = 44 [g/mol]</p> <p>M<sub>o</sub> = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol]</p> <p>Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = liczba stechiometryczna dla O = 1</p>

c) współczynnik konwersji

## Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

2.2. **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

3. **OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>**

Szczegółowe wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.



## ZAŁĄCZNIK IX

**Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji szkła wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli w instalacji przeprowadza się przemywanie gazów odlotowych, a powstałe w wyniku tego procesu emisje nie są obliczane jako część emisji z procesu dokonywanego w instalacji, wówczas są one obliczane zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

W instalacjach do produkcji szkła, emisje CO<sub>2</sub> pochodzą z następujących źródeł:

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

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>2.1.1. *Emisje ze spalania*

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

2.1.2. *Emisje procesowe*

CO<sub>2</sub> jest uwalniany w czasie topienia w piecach z węglanów, zawartych w surowcach, oraz z neutralizacji HF, HCl i SO<sub>2</sub>, zawartych w gazach spalinowych, z wapieniem lub innymi węglanami. Emisje pochodzące z rozpadu węglanów w procesie topienia i przemywania stanowią część emisji pochodzącej z instalacji. Dodaje się je do całkowitej wielkości emisji, ale zgłasza oddzielnie, jeśli to możliwe.

CO<sub>2</sub> z węglanów zawartych w surowcach, uwolnione w czasie topienia w piecu, jest bezpośrednio związane z produkcją szkła i może być obliczane w dwojaki sposób: na podstawie przetworzonej ilości węglanów z surowców – głównie z sody, wapna/wapnia, dolomitu i innych węglanów alkalicznych oraz węglanów ziem alkalicznych, uzupełnionych szkłem z odzysku (stłuczka) – (metoda obliczania A) lub na podstawie ilości tlenków alkalicznych w wyprodukowanym szkłe (metoda obliczania B). Obie te metody obliczeniowe uznawane są jako równorzędne.

Metoda obliczania A: węglany

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

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\sum \{\text{dane dotyczące działalności}_{\text{węglany}} \times \text{współczynnik emisji}\} + \sum \{\text{dodatki} \times \text{współczynnik emisji}\}) \times \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności<sub>węglany</sub> to ilość [t] CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub>, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, Ba CO<sub>3</sub> lub innych ziem alkalicznych, lub węglanów alkalicznych w surowcach (soda, wapno/wapień, dolomit) przetworzonych w okresie sprawozdawczym, jak również ilość węgla zawierającego dodatki.

## Poziom 1

Masa  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{Ba CO}_3$  lub innych ziem alkalicznych, lub węglanów alkalicznych oraz masa węgla zawierająca dodatki [t] na wejściu procesu, w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie odpowiedniego surowca przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością  $\pm 2,5\%$  oraz przy wykorzystaniu danych dotyczących składu z wytycznych określających optymalne praktyki w danej branży dla szczególnej kategorii produktów.

## Poziom 2

Masa  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{Ba CO}_3$  lub innych ziem alkalicznych, lub węglanów alkalicznych oraz masa węgla zawierającego dodatki [t] na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie odpowiedniego surowca przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością  $\pm 1,0\%$  oraz przy zastosowaniu analizy składu zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

## Węglany

Współczynniki stechiometryczne węglanów na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w tabeli 1

TABELA 1

## Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglany	Współczynnik emisji [t $\text{CO}_2$ /t Ca-, Mg-, Na-, Ba-, lub inne węglany]	Uwagi
$\text{CaCO}_3$	0,440	
$\text{MgCO}_3$	0,522	
$\text{Na}_2\text{CO}_3$	0,415	
$\text{Ba CO}_3$ ,	0,223	
Ogólnie: $X_y(\text{CO}_3)_z$	$\text{współczynnik emisji} = \frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y \times [M_x] + Z \times [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}}$	<p>X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne</p> <p><math>M_x</math> = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p><math>M_{\text{CO}_2}</math> = masa cząsteczkowa <math>\text{CO}_2 = 44</math>[g/mol]</p> <p><math>M_{\text{CO}_3^-}</math> = masa cząsteczkowa <math>\text{CO}_3^{2-} = 60</math>[g/mol]</p> <p>Y = liczba stechiometryczna dla X</p> <p>= 1 (dla metali ziem alkalicznych)</p> <p>= 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = liczba stechiometryczna dla <math>\text{CO}_3^{2-} = 1</math></p>

Wartości te są dostosowywane w zależności od zawartości wilgoci i skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.

## Dodatki

Szczególny współczynnik emisji uzyskany zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

c) współczynnik konwersji

## Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

## Metoda obliczania B: tlenki alkaliczne

Wielkość emisji CO<sub>2</sub> jest obliczana w oparciu o ilości wyprodukowanego szkła oraz zawartości CaO, MgO, Na<sub>2</sub>O, BaO i innych ziem alkalicznych/składników alkalicznych szkła (dane dotyczące działalności<sub>O WYJŚCIE</sub>). Współczynnik emisji jest korygowany dla uwzględnienia Ca, Mg, Na, Ba oraz innych ziem alkalicznych/alkali wprowadzanych do pieca nie jako węglany, lecz na przykład poprzez odzyskiwane szkło lub paliwa i surowce alternatywne z odpowiednią ilością CaO, MgO, Na<sub>2</sub>O lub BaO oraz innych ziem alkalicznych/tlenków alkalicznych (dane dotyczące działalności<sub>O WEJŚCIE</sub>).

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$= \left( \frac{\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2]}{\left\{ \left( \text{dane dotyczące działalności}_{\text{O WYJŚCIE}} - \text{dane dotyczące działalności}_{\text{O WEJŚCIE}} \right) \times \text{współczynnik emisji} \right\} + \left\{ \text{dodatki} \times \text{współczynnik emisji} \right\}} \right) \times \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Pojęcie „dane dotyczące działalności<sub>O WYJŚCIE</sub> – dane dotyczące działalności<sub>O WEJŚCIE</sub>” oznacza masę [t] CaO, MgO, Na<sub>2</sub>O, BaO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych przetworzonych z węglanów w okresie sprawozdawczym.

## Poziom 1

Ilość [t] CaO, MgO, Na<sub>2</sub>O, BaO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych użytych w okresie sprawozdawczym na wejściu procesu oraz w produktach, jak również ilość węgla zawierającego dodatki uzyskana przez pomiary materiałów wejściowych oraz produktów na poziomie instalacji, z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 2,5 % oraz z wykorzystaniem danych dotyczących składu z wytycznych w zakresie najlepszej praktyki przemysłowej dla odpowiednich produktów i surowców.

## Poziom 2

Ilość [t] CaO, MgO, Na<sub>2</sub>O, BaO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych użytych w okresie sprawozdawczym na wejściu procesu oraz w produktach, jak również ilość węgla zawierającego dodatki, uzyskana przez pomiary materiałów wsadowych oraz produktów na poziomie instalacji, z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 1,0 % oraz z wykorzystaniem analizy składu zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

b) współczynnik emisji

## Poziom 1

## Węglany

Współczynniki stechiometryczne tlenków na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w tabeli 2.

TABELA 2

**Stechiometryczne współczynniki emisji**

Tlenki	Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> / t Ca-, Mg-, Na-, Ba-, lub inne tlenki]	Uwagi
CaO	0,785	
MgO	1,092	
Na <sub>2</sub> O	0,710	
BaO,	0,287	

Tlenki	Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> /t Ca-, Mg-, Na-, Ba-, lub inne tlenki]	Uwagi
Ogólnie: X <sub>y</sub> (O) <sub>z</sub>	współczynnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y \times [M_x] + Z \times [M_o]\}}$	X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne M <sub>z</sub> = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M <sub>CO<sub>2</sub></sub> = masa cząsteczkowa CO <sub>2</sub> = 44 [g/mol] M <sub>o</sub> = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla O = 1

#### Dodatki

Szczególne współczynniki emisji uzyskane zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

#### c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

#### 2.2. **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru, zawarte w załączniku 1.

#### 3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>

Szczególne wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.

## ZAŁĄCZNIK X

**Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Brak szczegółowych treści dotyczących zakresu.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

W instalacjach do produkcji wyrobów ceramicznych, emisje CO<sub>2</sub> pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynowanie wapienia/dolomitu w surowcach,
- wapień do redukcji substancji zanieczyszczających powietrze,
- konwencjonalne paliwa kopalne stosowane w piecach,
- alternatywne bazujące na kopalinach paliwa piecowe i surowce,
- paliwa piecowe z biomasy (odpady biomasy),
- inne paliwa,
- materiały organiczne w surowcach glinianych,
- dodatki stosowane do wywołania porowatości, np. trociny lub polistyren,
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. **Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>**2.1.1. *Emisje ze spalania*

Procesy spalania, które odbywają się w instalacjach do produkcji wyrobów ceramicznych podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie załącznikiem II.

2.1.2. *Emisje procesowe*

CO<sub>2</sub> jest uwalniany w czasie kalcynacji surowców w piecu oraz z neutralizacji HF, HCl i SO<sub>2</sub>, występujących w gazach spalinowych z wapieniem lub innymi węglanami. Emisje pochodzące z rozpadu węglanów w procesie kalcynacji i z przemywania stanowią część emisji pochodzącej z instalacji. Dodaje się je do całkowitej wielkości emisji, ale zgłasza oddzielnie, jeżeli to możliwe. Do obliczania stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ całkowita [t]} = \text{emisja CO}_2 \text{ materiał wsadowy [t]} + \text{emisja CO}_2 \text{ przemywanie [t]}$$

2.1.2.1. CO<sub>2</sub> pochodzący z materiałów wsadowych.

CO<sub>2</sub> pochodzący z węglanów oraz z węgla zawartego w innych materiałach wsadowych oblicza się, używając albo metody obliczania opartej na ilości węglanów zawartych w surowcach (głównie wapień, dolomit) przetworzonych w procesie technologicznym (metoda obliczania A), albo stosując metodologię opartą na tlenkach alkalicznych zawartych w wyprodukowanej ceramice (metoda obliczania B). Te dwa podejścia uważane są za równoważne.

**Metoda obliczania A: węglany**

Obliczanie oparte jest na węglanach w materiale wsadowym, włącznie z ilością wapienia zastosowanego do neutralizacji HF, HCl i SO<sub>2</sub> w gazach spalinowych, jak również z węgla zawartego w ilości dodatków. Unika się podwójnego liczenia z powodu wewnętrznego recyklingu pyłów.

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2[\text{t CO}_2] = \left( \sum \{ \text{dane dotyczące działalności}_{\text{węglany}} \times \text{współczynnik emisji} \} + \sum \{ \text{dane dotyczące działalności}_{\text{dodatki}} \times \text{współczynnik emisji} \} \right) \times \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności<sub>węglany</sub> obejmują ilość [t] CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> lub innych ziem alkalicznych, lub węglanów alkalicznych zastosowanych w czasie okresu sprawozdawczego w surowcach (wapień/dolomit) i zagęszczenie w nich CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>, jak również ilość [t] dodatków zawierająca węgiel.

Poziom 1

Masa CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> lub innych ziem alkalicznych, lub węglanów alkalicznych [t] oraz ilość [t] węgla zawartego w dodatkach na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 2,5 % oraz w oparciu o dane dotyczące składu podane w wytycznych określających optymalne praktyki w danej branży w zakresie określonej kategorii produktów.

Poziom 2

Masa CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> lub innych ziem alkalicznych, lub węglanów alkalicznych [t] oraz ilość [t] węgla zawartego w dodatkach na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 1,0 % oraz z wykorzystaniem analizy składu przeprowadzonej zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika I;

b) współczynnik emisji

Poziom 1

Węglany

Stosunek stechiometryczny węglanów na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w tabeli 1

TABELA 1

**Stechiometryczne współczynniki emisji**

Węglany	Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> / t Ca-, Mg-, lub inne węglany]	Uwagi
CaO <sub>3</sub>	0,440	
MgO <sub>3</sub>	0,522	
Ogólnie: X <sub>y</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>z</sub>	$\text{współczynnik emisji} = \frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y \times [M_X] + Z \times [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}}$	<p>X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne</p> <p>M<sub>z</sub> M<sub>x</sub> = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M<sub>CO2</sub> M<sub>CO2</sub> = masa cząsteczkowa CO<sub>2</sub> = 44 [g/mol]</p> <p>M<sub>CO3</sub> M<sub>CO3</sub> = masa cząsteczkowa CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> = 60 [g/mol]</p> <p>Y Y = liczba stechiometryczna dla X</p> <p>= 1 (dla metali ziem alkalicznych)</p> <p>= 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = liczba stechiometryczna dla CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> = 1</p>

Wartości te dostosowuje się w zależności od zawartości wilgoci i skał płonnych w stosowanych materiałach węglanowych.

### Dodatki

Konkretne współczynniki emisji uzyskane zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika 1;

#### c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

Metoda obliczania B: tlenki alkaliczne

CO<sub>2</sub> powstałe przy wypalaniu jest obliczane na podstawie ilości wyprodukowanej ceramiki oraz CaO, MgO oraz innych tlenków alkalicznych (ziem) zawartych w ceramice (dane dotyczące działalności<sub>O WYJŚCIE</sub>). Współczynnik emisji jest korygowany dla uwzględnienia już wypalonych Ca, Mg oraz innych ziem alkalicznych/alkalicznych składników wprowadzonych do pieca (dane dotyczące działalności<sub>O WEJŚCIE</sub>), np. alternatywnych paliw i surowców z odpowiednią zawartością CaO lub MgO. Emisje wynikające z redukcji HF, HCl lub SO<sub>2</sub> oblicza się na podstawie wsadu węglanów, zgodnie z procedurami podanymi w metodzie obliczeń A.

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$= \Sigma \{ [( \text{dane dotyczące działalności}_{\text{O WYJŚCIE}} - \text{dane dotyczące działalności}_{\text{O WEJŚCIE}} ) \times \text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] \times \text{współczynnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji}] + (\text{emisja}(\text{CO}_2 \text{ z redukcji HF, HCl})) \}$$

Przy czym:

#### a) dane dotyczące działalności

Termin „dane dotyczące działalności<sub>O WEJŚCIE</sub> – dane dotyczące działalności<sub>O WYJŚCIE</sub>” oznacza ilości [t] CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych przetworzonych z węglanów w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1

Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych [t] na wejściu procesu i w wyrobach w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 2,5 % oraz w oparciu o wytyczne określające optymalne praktyki w danej branży dotyczące składu odpowiednich rodzajów produktów i surowców.

Poziom 2

Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych, lub tlenków alkalicznych [t] na wejściu procesu i w wyrobach w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 1,0 % oraz z wykorzystaniem analizy składu przeprowadzonej zgodnie z przepisami sekcji 10 załącznika 1;

#### b) współczynnik emisji

Poziom 1

Stosuje się stechiometryczne współczynniki tlenków na wejściu i wyjściu z procesu (patrz: tabela 2).

TABELA 2

### Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglany	Współczynniki emisji [t CO <sub>2</sub> ]/[t Ca-, Mg- lub inne tlenki]	Uwagi
CaO	0,785	
MgO	1,092	

Węglany	Współczynniki emisji [t CO <sub>2</sub> ]/[t Ca-, Mg- lub inne tlenki]	Uwagi
Ogólnie: X <sub>y</sub> (O) <sub>z</sub>	$\text{współczynnik emisji} = \frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y \times [M_x] + Z \times [M_o]\}}$	X = ziemie alkaliczne lub metale ziem alkalicznych M <sub>x</sub> = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M <sub>CO<sub>2</sub></sub> = masa cząsteczkowa CO <sub>2</sub> = 44 [g/mol] M <sub>o</sub> = 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

c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

2.1.2.2. CO<sub>2</sub> z przemywania gazów spalinowych

Emisja CO<sub>2</sub> wynikająca z przemywania gazów spalinowych jest obliczana na podstawie ilości CaCO<sub>3</sub> na wejściu. Stosuje się następujący wzór:

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

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

Przy czym:

a) dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość [t] suchego CaCO<sub>3</sub> stosowanego w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą ± 2,5 %.

Poziom 2

Ilość [t] suchego CaCO<sub>3</sub> stosowanego w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą ± 1,0 %;

b) współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne CaCO<sub>3</sub>, jak pokazano w tabeli 1;

c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2.2 **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

3. **OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>**

Szczegółowe wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.



## ZAŁĄCZNIK XI

**Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji celulozy i papieru, wymienionych w załączniku I do dyrektywy**

## 1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli dana instalacja wyprowadza CO<sub>2</sub> 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 przemywania gazu odpadowego, a powstałe w wyniku tego procesu emisje nie są obliczane jako część emisji z procesów dokonywanych w tej instalacji, wówczas są one obliczane zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO<sub>2</sub>

Do procesów i urządzeń produkujących celulozę i papier, z których najprawdopodobniej uwalniany jest CO<sub>2</sub>, 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 zużyte alkohole stosowane do rozcierania pulpy celulozowej,
- piece do spopielania,
- piece do prażenia wapienia i piece do kalcynacji,
- przemywanie gazów odlotowych,
- suszarki zasilane gazem lub innym paliwem kopalnym (takie jak suszarki na podczerwień).

Oczyszczanie ścieków i wysypiska, włącznie z czynnościami oczyszczania ścieków beztlenowych lub fermentacji i wysypiskami, na które usuwa się odpady z papierni, nie są wymienione w załączniku I do dyrektywy, w związku z czym ich emisje nie są objęte zakresem dyrektywy.

2.1. **Obliczanie wielkości emisji CO<sub>2</sub>**2.1.1. *Emisje ze 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 procesowe*

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 (CaCO<sub>3</sub>) i węglanu sodu (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), powodujących emisje CO<sub>2</sub>. Węgiel zawarty w tych związkach chemicznych jest zazwyczaj pochodzenia kopalnego, chociaż w niektórych przypadkach (np. Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> kupowany od zakładów stosujących procesy pół-chemiczne na bazie sodu) może być uzyskany z biomasy.

Przyjmuje się, że węgiel zawarty w tych związkach chemicznych emitowany jest w postaci CO<sub>2</sub> z pieców do prażenia wapienia i kotłów regeneracyjnych. Wielkość tych emisji określa się zakładając, że cały węgiel zawarty w CaCO<sub>3</sub> i Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, użyty w procesach odzyskiwania i kaustyzacji, uwalniany jest do atmosfery.

Uzupełnianie wapienia jest niezbędne ze względu na straty powstające w procesie kaustyzacji, w przeważającej części w postaci węglanu wapnia.

Wielkość emisji CO<sub>2</sub> oblicza się następująco:

$$\text{emisje CO}_2 = \Sigma \{ (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{węglan}} \times \text{współczynnik emisji} \times \text{współczynnik konwersji}) \}$$

gdzie:

a) dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności<sub>Węgiel</sub> są to ilości CaCO<sub>3</sub> i Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> zastosowane w procesie.

Poziom 1

Ilości [t] CaCO<sub>3</sub> i Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> zastosowane w procesie, zważone przez operatora lub dostawcę przy maksymalnej dopuszczalnej niedokładności dla procesu pomiarowego mniejszej niż ± 2,5 %.

Poziom 2

Ilości [t] CaCO<sub>3</sub> i Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> zastosowane w procesie, zważone przez operatora lub dostawcę przy maksymalnej dopuszczalnej niedokładności dla procesu pomiarowego mniejszej niż ± 1,0 %;

b) współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne [ $t_{CO_2}/t_{CaCO_3}$ ] i [ $t_{CO_2}/t_{Na_2CO_3}$ ] dla węglanów nie pochodzących z biomasy przedstawione są w TABELI 1. Węglany pochodzące z biomasy są ważone ze współczynnikiem emisji wynoszącym 0 [t CO<sub>2</sub>/t Węglanu].

TABELA 1

**Stechiometryczne współczynniki emisji**

Typ i pochodzenie węglanu	Współczynnik emisji [t CO <sub>2</sub> /t węglanu]
CaCO <sub>3</sub> jako związek uzupełniany w fabrykach celulozy	0,440
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> jako związek uzupełniany w fabrykach celulozy	0,415
CaCO <sub>3</sub> pochodzący z biomasy	0,0
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> pochodzący z biomasy	0,0

Wartości te są dostosowywane stosownie do wilgotności i zawartości skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym;

c) współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2.2. **Pomiar wielkości emisji CO<sub>2</sub>**

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

3. **OKREŚLANIE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO<sub>2</sub>**

Szczegółowe wytyczne dla określania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO<sub>2</sub> mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi przepisami dyrektywy.