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

►**B**

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) NR 601/2012

z dnia 21 czerwca 2012 r.

w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

(Dz.U. L 181 z 12.7.2012, s. 30)

zmienione przez:

		Dziennik Urzędowy		
		nr	strona	data
►**M1**	Rozporządzenie Komisji (UE) nr 206/2014 z dnia 4 marca 2014 r.	L 65	27	5.3.2014

sprostowane przez:

►**C1** Sprostowanie, Dz.U. L 347 z 15.12.2012, s. 43 (601/2012)

▼B

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) NR 601/2012

z dnia 21 czerwca 2012 r.

w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

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

a także mając na uwadze, co następuje:

(1) Prowadzenie pełnego, spójnego, przejrzystego i dokładnego monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie ze zharmonizowanymi wymogami określonymi w niniejszym rozporządzeniu ma podstawowe znaczenie dla sprawnego funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, ustanowionego na mocy dyrektywy 2003/87/WE. Podczas drugiego okresu funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, obejmującego lata 2008–2012, podmioty przemysłowe, operatorzy statków powietrznych, weryfikatorzy i właściwe organy zdobywali doświadczenia w zakresie monitorowania i raportowania zgodnie z decyzją Komisji 2007/589/WE z dnia 18 lipca 2007 r. ustanawiającą wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ([2]). Na tych doświadczeniach powinny bazować przepisy odnoszące się do trzeciego okresu rozliczeniowego unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, który rozpoczyna się dnia 1 stycznia 2013 r., a także do kolejnych okresów rozliczeniowych.

(2) Definicja biomasy w niniejszym rozporządzeniu powinna być zgodna z definicjami terminów „biomasa”, „biopłyny” i „biopaliwa”, przedstawionymi w art. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE ([3]), w szczególności ponieważ traktowanie preferencyjne w odniesieniu do zobowiązań umorzenia uprawnień na podstawie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych zgodnego z dyrektywą 2003/87/WE stanowi „system wsparcia” w rozumieniu art. 2 lit. k), a w konsekwencji wsparcie finansowe w rozumieniu art. 17 ust. 1 lit. c) dyrektywy 2009/28/WE.

([1]) Dz.U. L 275 z 25.10.2003, s. 32.
([2]) Dz.U. L 229 z 31.8.2007, s. 1
([3]) Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 16

▼B

(3) Ze względu na spójność, w niniejszym rozporządzeniu powinny mieć zastosowanie definicje zawarte w decyzji Komisji 2009/450/WE z dnia 8 czerwca 2009 r. w sprawie szczegółowej interpretacji rodzajów działalności lotniczej wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ([1]) oraz w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniającej dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 ([2]).

(4) Aby zoptymalizować funkcjonowanie systemu monitorowania i raportowania, państwo członkowskie wyznaczające więcej niż jeden właściwy organ powinno zapewnić koordynację prac takich właściwych organów zgodnie z zasadami określonymi w niniejszym rozporządzeniu.

(5) Głównym elementem systemu ustanowionego w niniejszym rozporządzeniu powinien być plan monitorowania obejmujący szczegółową, pełną i przejrzystą dokumentację metodyki monitorowania określonej instalacji lub operatora statku powietrznego. Powinny być wymagane regularne aktualizacje planu, zarówno w odpowiedzi na ustalenia weryfikatora, jak i z własnej inicjatywy prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego. Zasadnicza odpowiedzialność za wdrożenie metodyki monitorowania, której elementy są określone przez procedury wymagane na mocy niniejszego rozporządzenia, powinna spoczywać na prowadzącym instalację lub operatorze statku powietrznego.

(6) Należy określić podstawową metodykę monitorowania w celu minimalizacji obciążenia prowadzących instalacje i operatorów statków powietrznych oraz ułatwienia skutecznego monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE. Taka metodyka powinna obejmować podstawową metodykę opartą na obliczeniach i pomiarach. Metodyka oparta na obliczeniach powinna być dodatkowo podzielona na metodykę standardową i metodykę bilansu masowego. Należy zapewnić elastyczność umożliwiającą łączenie w tej samej instalacji metodyki opartej na pomiarach, metodyki standardowej opartej na obliczeniach i bilansu masowego, z zastrzeżeniem zagwarantowania przez prowadzącego instalację, że nie będzie dochodzić do pominięć ani do podwójnego liczenia emisji.

(7) W celu dodatkowego zmniejszenia obciążenia prowadzących instalacje i operatorów statków powietrznych należy uprościć wymóg dotyczący oceny niepewności, nie zmniejszając przy tym dokładności. Znaczne ograniczenie wymogów w odniesieniu do oceny niepewności jest wskazane w przypadku użycia przyrządów pomiarowych pod warunkiem zgodności z typem, w szczególności kiedy przyrządy podlegają krajowej prawnej kontroli metrologicznej.

([1]) Dz.U. L 149 z 12.6.2009, s. 69.
([2]) Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 114.

▼B

(8) Należy zdefiniować współczynniki obliczeniowe, które mogą być domyślne lub ustalane w drodze analizy. W wymogach dotyczących analizy należy zachować preferencję w odniesieniu do laboratoriów akredytowanych zgodnie ze zharmonizowaną normą „Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących" (EN ISO/IEC 17025) w odniesieniu do odpowiednich metod analitycznych, a także wprowadzić bardziej praktyczne wymogi dotyczące wykazywania wystarczającej zgodności w przypadku laboratoriów nieakredytowanych, w tym zgodnie ze zharmonizowaną normą „Systemy zarządzania jakością – wymagania" (EN ISO/IEC 9001) lub innymi właściwymi certyfikowanymi systemami zarządzania jakością.

(9) Należy określić bardziej przejrzysty i spójny sposób określania nieracjonalnych kosztów.

(10) Metodyka oparta na pomiarach powinna uzyskać status bardziej zbliżony do metodyki opartej na obliczeniach w celu odzwierciedlenia większej pewności w odniesieniu do systemów ciągłego monitorowania emisji i wzmocnienia systemu zapewniania jakości. W związku z tym są potrzebne bardziej proporcjonalne wymogi odnoszące się do kontroli krzyżowych z wynikami obliczeń, a także doprecyzowanie wymogów dotyczących przetwarzania danych oraz innych wymogów w zakresie zapewniania jakości.

(11) Należy unikać nakładania nieproporcjonalnych zobowiązań w zakresie monitorowania w przypadku instalacji o niższych, mających mniej poważne konsekwencje emisjach rocznych, jednocześnie zapewniając utrzymanie możliwego do przyjęcia poziomu dokładności. W tym zakresie należy opracować specjalne zasady dotyczące instalacji uważanych za niskoemisyjne oraz operatorów statków powietrznych uważanych za małe podmioty uczestniczące w systemie.

(12) Artykuł 27 dyrektywy 2003/87/WE zezwala państwom członkowskim na wyłączenie małych instalacji objętych równoważnymi środkami z unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, jeśli spełnione zostaną warunki określone we wspomnianym artykule. Niniejsze rozporządzenie nie powinno mieć bezpośredniego zastosowania do instalacji wyłączonych na podstawie art. 27 dyrektywy 2003/87/WE, chyba że państwo członkowskie podejmie decyzję, że niniejsze rozporządzenie powinno mieć zastosowanie.

(13) W celu wyeliminowania potencjalnych luk związanych z przenoszeniem związanego w paliwie lub czystego CO_2 takie przenoszenie powinno być dopuszczalne tylko z zastrzeżeniem bardzo szczególnych warunków. Takie warunki to ograniczenie przenoszenia związanego w paliwie CO_2 do wyłącznie innych instalacji objętych systemem EU ETS oraz przenoszenia czystego CO_2 tylko do celów geologicznego składowania gazów cieplarnianych na składowisku zgodnie z unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, które jest obecnie jedyną formą trwałego składowania CO_2 dopuszczoną w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Powyższe warunki nie powinny jednak wyłączać możliwości przyszłych innowacji.

▼B

(14) Należy ustanowić przepisy szczegółowe w zakresie planów monitorowania oraz monitorowania emisji gazów cieplarnianych odnoszące się do działań lotniczych. Jeden z takich przepisów powinien stanowić, że określanie gęstości na podstawie pomiarów prowadzonych na pokładzie oraz na podstawie faktur za paliwo są równoważnymi opcjami. Inny przepis powinien podnieść wartość graniczną, do której operatora statku powietrznego uznaje się za mały podmiot uczestniczący w systemie, z 10 tys. t CO_2 emisji rocznie do 25 tys. t CO_2 rocznie.

(15) Należy zapewnić większą spójność w zakresie szacowania brakujących danych, wprowadzając wymóg stosowania procedur zachowawczego szacowania uznanych w planie monitorowania lub, jeśli to nie jest możliwe, w drodze zatwierdzenia przez właściwy organ i włączenia właściwej procedury do planu monitorowania.

(16) Należy wzmocnić wdrażanie zasady udoskonalania, wymagającej od prowadzących instalacje dokonywania regularnych przeglądów stosowanej przez nich metodyki monitorowania, a także uwzględniania zaleceń przedstawianych przez weryfikatorów w ramach procesu weryfikacji. W przypadku zastosowania metodyki nieopartej na poziomach dokładności lub niemożności zastosowania metodyki najwyższego poziomu dokładności prowadzący instalacje powinni regularnie przedstawiać raporty dotyczące działań podejmowanych w celu zastosowania metodyki monitorowania opartej na systemie poziomów dokładności oraz osiągnięcia najwyższego wymaganego poziomu dokładności.

(17) Zgodnie z art. 3e ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE operator statku powietrznego może ubiegać się o nieodpłatne przyznanie uprawnień do emisji w odniesieniu do rodzajów działań wymienionych w załączniku I wspomnianej dyrektywy, w oparciu o zweryfikowane dane dotyczące tonokilometrów. W świetle zasady proporcjonalności, jeśli operator statku powietrznego obiektywnie nie jest w stanie przedstawić zweryfikowanych danych dotyczących tonokilometrów w odpowiednim terminie ze względu na poważne i niemożliwe do przewidzenia okoliczności pozostające poza jego kontrolą, taki operator statku powietrznego powinien być w stanie przedłożyć najdokładniejsze dostępne dane dotyczące tonokilometrów, pod warunkiem zastosowania niezbędnych zabezpieczeń.

(18) Należy promować zastosowanie technologii informacyjnej między innymi poprzez wymogi w zakresie formatów wymiany danych i wykorzystanie systemów automatycznych, a państwa członkowskie powinny w związku z tym mieć możliwość wymagania od podmiotów gospodarczych stosowania takich systemów. Państwa członkowskie powinny mieć również możliwość opracowania formularzy elektronicznych lub specyfikacji formatu plików, które powinny jednak odpowiadać minimalnym normom publikowanym przez Komisję.

(19) Należy uchylić decyzję 2007/589/WE. Jej przepisy powinny jednak pozostać skuteczne w odniesieniu do monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji mających miejsce w pierwszym i drugim okresie rozliczeniowym unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, a także w odniesieniu do danych dotyczących działań prowadzonych w tych okresach.

▼B

(20) Państwa członkowskie powinny mieć zapewnioną wystarczającą ilość czasu na przyjęcie niezbędnych środków i ustanowienie właściwych krajowych ram instytucjonalnych, w celu zapewnienia skutecznego stosowania niniejszego rozporządzenia. Niniejsze rozporządzenie powinno mieć zatem zastosowanie od daty rozpoczęcia trzeciego okresu rozliczeniowego.

(21) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu są zgodne z opinią Komitetu ds. Zmian Klimatu,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

ROZDZIAŁ I

PRZEPISY OGÓLNE

SEKCJA 1

Przedmiot i definicje

Artykuł 1

Przedmiot

Niniejsze rozporządzenie ustanawia zasady monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz danych dotyczących działalności zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE w okresie rozliczeniowym unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji rozpoczynającym się dnia 1 stycznia 2013 r. i w kolejnych okresach rozliczeniowych.

Artykuł 2

Zakres

Niniejsze rozporządzenie stosuje się do monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych określonych w odniesieniu do rodzajów działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE oraz danych dotyczących działalności pochodzących z instalacji i działań lotniczych oraz do monitorowania i raportowania w zakresie danych dotyczących tonokilometrów pochodzących z działań lotniczych.

Stosuje się je do emisji mających miejsce od dnia 1 stycznia 2013 r. oraz do danych dotyczących działalności prowadzonej od tego dnia.

Artykuł 3

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia stosuje się następujące definicje:

1) „dane dotyczące działalności” oznaczają dane dotyczące ilości paliw lub materiałów zużytych lub wyprodukowanych w wyniku prowadzonych działań, mające znaczenie dla metodyki monitorowania opartej na obliczeniach, wyrażone w teradżulach, przy czym masa jest wyrażona w tonach lub w przypadku gazów objętość jest wyrażona w normalnych metrach sześciennych, stosownie do sytuacji;

2) „okres rozliczeniowy” oznacza ośmioletni okres, o którym mowa w art. 13 ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE;

▼B

3) „tonokilometr” oznacza tonę ładunku handlowego przewiezioną na odległość jednego kilometra;

4) „strumień materiałów wsadowych” oznacza którąkolwiek z następujących pozycji:

   a) określony typ paliwa, surowca lub produktu, którego zużycie lub produkcja powoduje emisje odnośnych gazów cieplarnianych w jednym źródle emisji lub w ich większej liczbie;

   b) określony typ paliwa, surowca lub produktu zawierający węgiel pierwiastkowy i uwzględniany w obliczeniach emisji gazów cieplarnianych z zastosowaniem metodyki bilansu masowego;

5) „źródło emisji” oznacza możliwą do zidentyfikowania część instalacji lub proces odbywający się w instalacji, z którego emitowane są odnośne gazy cieplarniane lub, w przypadku działań lotniczych, pojedynczy statek powietrzny;

6) „niepewność” oznacza parametr związany z wynikiem określania wielkości, charakteryzujący rozproszenie wartości, jakie można racjonalnie przypisać danej wielkości, odzwierciedlający wpływ zarówno czynników systematycznych, jak i losowych, wyrażony w procentach oraz o przedziale ufności wokół wartości średniej wynoszącym 95 %, z uwzględnieniem wszelkiej asymetrii w rozkładzie wartości;

7) „współczynniki obliczeniowe” oznaczają wartość opałową, współczynnik emisji, wstępny współczynnik emisji, współczynnik utleniania, współczynnik konwersji, zawartość węgla pierwiastkowego lub frakcję biomasy;

8) „poziom dokładności” oznacza ustalony wymóg w zakresie określania wartości danych dotyczących działalności, współczynników obliczeniowych, rocznej wielkości emisji i średniej rocznej wielkości godzinowej emisji, a także ładunku handlowego;

9) „ryzyko nieodłączne” oznacza podatność parametru w rocznym raporcie na temat wielkości emisji lub raporcie dotyczącym tonokilometrów na wystąpienie nieprawidłowości, które mogą być istotne, indywidualnie lub w połączeniu z innymi nieprawidłowościami, przed uwzględnieniem wpływu wszelkich powiązanych działań kontrolnych;

10) „ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej” oznacza podatność parametru w rocznym raporcie na temat wielkości emisji lub w raporcie dotyczącym tonokilometrów na wystąpienie nieprawidłowości, która może być istotna, indywidualnie lub w połączeniu z innymi nieprawidłowościami, i której system kontroli może nie zapobiec ani nie wykryć i nie skorygować w odpowiednim terminie;

11) „emisje z procesów spalania” oznaczają emisje gazów cieplarnianych powstające podczas reakcji egzotermicznej paliwa z tlenem;

12) „okres sprawozdawczy” oznacza rok kalendarzowy, w którym obowiązkowe jest prowadzenie monitorowania i raportowania w zakresie emisji lub monitorowany rok, o którym mowa w art. 3e i 3f dyrektywy 2003/87/WE w odniesieniu do danych dotyczących tonokilometrów;

▼B

13) „współczynnik emisji” oznacza średnie natężenie emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do danych dotyczących działalności w związku ze strumieniem materiałów wsadowych, przy założeniu pełnego utlenienia przy spalaniu oraz pełnej konwersji przy wszystkich pozostałych reakcjach chemicznych;

14) „współczynnik utleniania” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego utlenionego do CO_2 w wyniku spalania do węgla całkowitego zawartego w paliwie, wyrażony jako ułamek, przy czym CO emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO_2;

15) „współczynnik konwersji” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego emitowanego jako CO_2 do węgla całkowitego zawartego w strumieniu materiałów wsadowych przed rozpoczęciem procesu emisji, wyrażony jako ułamek, przy czym tlenek węgla (CO) emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO_2;

16) „dokładność” oznacza stopień bliskości wyniku pomiaru i rzeczywistej wartości danej wielkości lub wartości referencyjnej określonej empirycznie przy zastosowaniu przyjętych w skali międzynarodowej i identyfikowalnych materiałów kalibracyjnych oraz metod standardowych, przy uwzględnieniu zarówno czynników losowych, jak i systematycznych;

17) „kalibracja” oznacza zbiór czynności służących ustaleniu, w określonych warunkach, zależności między wartościami wskazywanymi przez przyrząd pomiarowy lub system pomiarowy bądź wartościami reprezentowanymi przez wzorzec miary lub materiał referencyjny a odpowiednimi wartościami wielkości uzyskanymi z wzorca porównawczego;

18) „pasażerowie” oznaczają osoby na pokładzie statku powietrznego w czasie lotu, z wyłączeniem członków załogi przebywających na pokładzie w celach służbowych;

19) „zachowawczy” oznacza, że zbiór założeń zdefiniowano w sposób zapobiegający niedoszacowaniu rocznej wielkości emisji lub przeszacowaniu liczby tonokilometrów;

20) „biomasa” oznacza ulegającą biodegradacji część produktów, odpadów i pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i powiązanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i miejskich; obejmuje ona biopłyny i biopaliwa;

21) „biopłyny” oznaczają ciekłe paliwa dla celów energetycznych, innych niż transport, w tym do wytwarzania energii elektrycznej oraz energii ciepła i chłodu, produkowane z biomasy;

22) „biopaliwa” oznaczają ciekłe lub gazowe paliwa dla transportu, produkowane z biomasy;

▼B

23) „prawna kontrola metrologiczna” oznacza kontrolę zadań pomiarowych, które mają być wykonywane w obszarze zastosowania przyrządu pomiarowego, przeprowadzaną ze względów interesu publicznego, zdrowia publicznego, bezpieczeństwa publicznego, porządku publicznego, do celów ochrony środowiska, nakładania podatków i opłat, ochrony konsumentów i uczciwego handlu;

24) „błąd graniczny dopuszczalny” oznacza dopuszczony błąd pomiaru określony w załączniku I oraz w dotyczących przyrządów załącznikach do dyrektywy 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ([1]) lub w krajowych przepisach dotyczących urzędowej kontroli metrologicznej, stosownie do przypadku;

25) „działania w zakresie przepływu danych” oznaczają działania związane z nabywaniem, przetwarzaniem i obróbką danych potrzebnych do sporządzenia raportu na temat wielkości emisji na podstawie pierwotnych danych źródłowych;

26) „tony $CO_{2(e)}$” oznaczają tony metryczne CO_2 lub $CO_{2(e)}$;

27) „$CO_{2(e)}$” oznacza dowolny gaz cieplarniany inny niż CO_2, wymieniony w załączniku II do dyrektywy 2003/87/WE o równoważnym w stosunku do CO_2 współczynniku ocieplenia globalnego;

28) „system pomiarowy” oznacza kompletny zestaw przyrządów pomiarowych i innych urządzeń, takich jak urządzenia do pobierania próbek i przetwarzania danych, stosowany do określania takich zmiennych, jak dane dotyczące działalności, zawartość węgla pierwiastkowego, wartość opałowa lub współczynnik emisji dla emisji CO_2;

29) „wartość opałowa” (NCV) oznacza konkretną ilość energii uwalnianej w postaci ciepła, kiedy paliwo lub materiał ulega pełnemu spaleniu z użyciem tlenu, w standardowych warunkach, pomniejszoną o ciepło parowania ewentualnie powstałej wody;

30) „emisje z procesów technologicznych” oznaczają emisje gazów cieplarnianych inne niż emisje pochodzące z procesów spalania, występujące wskutek zarówno zamierzonych, jak i niezamierzonych reakcji między substancjami lub ich przemiany, łącznie z chemiczną lub elektrolityczną redukcją rud metali, termicznym rozkładem substancji oraz tworzeniem substancji przeznaczonych do użytku jako produkty lub materiały wsadowe;

31) „znormalizowane paliwo handlowe” oznacza paliwa handlowe znormalizowane w skali międzynarodowej, wykazujące 95 % poziom ufności nieprzekraczający 1 % w zakresie ich podanej wartości opałowej, w tym olej napędowy, lekki olej opałowy, benzynę, naftę, kerozynę, etan, propan, butan, naftowe paliwo lotnicze (Jet A1 lub Jet A), paliwo do silników odrzutowych (Jet B) i benzynę lotniczą (AvGas);

([1]) Dz.U. L 135 z 30.4.2004, s. 1.

▼B

32) „partia” oznacza ilość paliwa lub materiału poddaną reprezentatywnemu próbkowaniu i scharakteryzowaną, przekazywaną jako jednorazowa dostawa lub w sposób ciągły w określonym czasie;

33) „paliwo mieszane” oznacza paliwo zawierające zarówno węgiel pierwiastkowy z biomasy, jak i węgiel pierwiastkowy kopalny;

34) „materiał mieszany” oznacza materiał zawierający zarówno węgiel pierwiastkowy z biomasy, jak i węgiel pierwiastkowy kopalny;

35) „wstępny współczynnik emisji” oznacza zakładany całkowity współczynnik emisji paliwa lub materiału mieszanego określony na podstawie całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego obejmującej frakcję biomasy i frakcję kopalną przed pomnożeniem go przez wartość frakcji kopalnej w celu uzyskania współczynnika emisji;

36) „frakcja kopalna” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego kopalnego do całkowitej zawartości węgla w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;

37) „frakcja biomasy” oznacza stosunek węgla pochodzącego z biomasy do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;

38) „metoda bilansu energii” oznacza metodę służącą do szacowania ilości energii zużytej jako paliwo w kotle, obliczonej jako suma ciepła użytecznego i wszelkich strat energii w drodze promieniowania, przenoszenia i ze spalinami;

39) „ciągły pomiar emisji” oznacza zbiór czynności służących ustaleniu wartości wielkości poprzez okresowe pomiary, przy zastosowaniu pomiaru w kominie lub procedur polegających na pobieraniu próbek za pomocą przyrządu pomiarowego zlokalizowanego w pobliżu komina, przy wyłączeniu metodyki opartej na pomiarach, polegającej na pobieraniu pojedynczych próbek z komina;

40) „CO_2 związany w paliwie” oznacza CO_2 będący częścią paliwa;

41) „węgiel kopalny” oznacza węgiel nieorganiczny i organiczny, który nie jest biomasą;

42) „punkt pomiarowy” oznacza źródło emisji, dla którego do pomiaru emisji używa się systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) lub przekrój systemu rurociągów, dla którego ustala się przepływ CO_2 przy użyciu systemów ciągłych pomiarów;

43) „dokumentacja masy i wyważenia” oznacza dokumenty określone w przepisach międzynarodowych lub krajowych wdrażających normy i zalecane praktyki (SARP) określone w załączniku 6 Konwencji o międzynarodowym lotnictwie cywilnym, podpisanej w Chicago dnia 7 grudnia 1944 r., oraz określone w części J załącznika III do rozporządzenia Rady (EWG) nr 3922/91 ([1]) lub w równoważnych przepisach międzynarodowych;

([1]) Dz.U. L 373 z 31.12.1991, s. 4.

▼B

44) „odległość” oznacza długość ortodromy między lotniskiem odlotu a lotniskiem przylotu, dodatkową w stosunku do stałego współczynnika wynoszącego 95 km;

45) „lotnisko odlotu” oznacza lotnisko, na którym rozpoczyna się lot stanowiący działanie lotnicze wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;

46) „lotnisko przylotu” oznacza lotnisko, na którym kończy się lot stanowiący działanie lotnicze wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;

47) „ładunek handlowy” oznacza łączną masę przewożonych ładunków, poczty, pasażerów i bagażu znajdujących się na pokładzie statku powietrznego w czasie lotu;

48) „emisje niezorganizowane” oznaczają nieregularne lub niezamierzone emisje ze źródeł, które nie są zlokalizowane lub są zbyt zróżnicowane albo zbyt małe, aby mogły być monitorowane indywidualnie;

49) „para lotnisk” oznacza parę, którą stanowią lotnisko odlotu i lotnisko przylotu;

50) „warunki standardowe” oznaczają temperaturę wynoszącą 273,15 K i ciśnienie wynoszące 101 325 Pa, definiujące normalny metr sześcienny (Nm^3);

51) „wychwytywanie CO_2” oznacza wychwytywanie dwutlenku węgla (CO_2) ze strumieni gazu, jeśli w przeciwnym razie nastąpiłaby jego emisja, w celu transportu i geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;

52) „transport CO_2” oznacza transport dwutlenku węgla rurociągami w celu geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;

53) „uwolnione emisje” oznaczają emisje celowo uwolnione z instalacji poprzez ustanowienie określonego punktu emisji;

54) „intensyfikacja wydobycia węglowodorów” oznacza dodatkowe wydobycie węglowodorów oprócz węglowodorów pozyskanych w wyniku ekstrakcji poprzez zatłaczanie wody lub w inny sposób;

55) „dane przybliżone” oznaczają wartości roczne potwierdzone empirycznie lub uzyskane z przyjętych źródeł, wykorzystywane przez prowadzącego instalację do zastąpienia danych dotyczących działalności lub współczynników obliczeniowych do celów zapewnienia pełnego raportowania, kiedy stosowana metodyka monitorowania nie pozwala na uzyskanie wszystkich wymaganych danych dotyczących działalności lub współczynników obliczeniowych.

Ponadto w niniejszym rozporządzeniu stosuje się definicje „lotu” i „lotniska” określone w załączniku do decyzji 2009/450/WE oraz definicje określone w art. 3 pkt 1, 2, 3, 5, 6 i 22 dyrektywy 2009/31/WE.

▼B

SEKCJA 2

Zasady ogólne

Artykuł 4

Obowiązek ogólny

Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych wykonują swoje obowiązki związane z monitorowaniem i raportowaniem w zakresie emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy 2003/87/WE zgodnie z zasadami określonymi w art. 5–9.

Artykuł 5

Kompletność

Monitorowanie i raportowanie prowadzi się w sposób kompletny i obejmują one wszystkie emisje z procesów technologicznych oraz z procesów spalania, ze wszystkich źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych należących do rodzajów działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE oraz innych stosownych rodzajów działań włączonych zgodnie z art. 24 wspomnianej dyrektywy, a także emisje wszystkich gazów cieplarnianych określonych w odniesieniu do tych rodzajów działań, przy jednoczesnym unikaniu podwójnego liczenia.

Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych stosują właściwe środki w celu zapobiegania powstawaniu w okresie sprawozdawczym jakichkolwiek luk w danych.

Artykuł 6

Spójność, porównywalność i przejrzystość

1. Monitorowanie i raportowanie prowadzi się w sposób spójny i porównywalny na przestrzeni czasu. W tym celu prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych stosują tę samą metodykę monitorowania i zbiory danych, z zastrzeżeniem zmian i odstępstw zatwierdzonych przez właściwy organ.

2. Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych gromadzą, zapisują, zestawiają, analizują i dokumentują dane z monitorowania, w tym założenia, dane referencyjne, dane dotyczące działalności, współczynniki emisji, współczynniki utleniania i współczynniki konwersji, w przejrzysty sposób umożliwiający weryfikatorowi i właściwym organom odtworzenie sposobu określenia wielkości emisji.

Artykuł 7

Dokładność

Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych zapewniają, aby sposób określania wielkości emisji nie dawał wyników systematycznie ani celowo niedokładnych.

W miarę możliwości identyfikują i ograniczają wszelkie źródła niedokładności.

▼B

Dochowują należytej staranności w celu zagwarantowania, że obliczenia i pomiary emisji wykazują najwyższy osiągalny stopień dokładności.

Artykuł 8

Rzetelność metodyki

Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego umożliwiają uzyskanie wystarczającej pewności w odniesieniu do rzetelności zgłaszanych danych dotyczących emisji. Określają wielkość emisji z zastosowaniem właściwych metod monitorowania przedstawionych w niniejszym rozporządzeniu.

Zgłaszane dane dotyczące emisji i inne przedstawiane w związku z nimi dane nie mogą zawierać żadnych istotnych nieprawidłowości, cechować się stronniczością w doborze i sposobie prezentacji informacji oraz muszą zapewniać wiarygodny i wyważony wykaz emisji z danej instalacji lub pochodzących od operatora statku powietrznego.

Przy wyborze metodyki monitorowania korzyści wynikające z większej dokładności należy oceniać z uwzględnieniem dodatkowych kosztów. Monitorowanie i raportowanie w zakresie emisji mają na celu uzyskanie największej osiągalnej dokładności, chyba że nie jest to technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

Artykuł 9

Stałe doskonalenie

Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych uwzględniają zalecenia zawarte w sprawozdaniach z weryfikacji sporządzonych zgodnie z art. 15 dyrektywy 2003/87/WE w prowadzonych potem działaniach związanych z monitorowaniem i raportowaniem.

Artykuł 10

Koordynacja

Jeśli państwo członkowskie wyznacza więcej niż jeden właściwy organ zgodnie z art. 18 dyrektywy 2003/87/WE, wówczas koordynuje prace takich organów prowadzone zgodnie z niniejszym rozporządzeniem.

ROZDZIAŁ II

PLAN MONITOROWANIA

SEKCJA 1

Przepisy ogólne

Artykuł 11

Obowiązek ogólny

1. Każdy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego monitoruje emisje gazów cieplarnianych na podstawie planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ zgodnie z art. 12, uwzględniającego charakter i sposób funkcjonowania instalacji lub działań lotniczych, do których ma on zastosowanie.

▼B

Plan monitorowania uzupełniają pisemne procedury, które prowadzący instalację lub operator statku powietrznego ustanawia, dokumentuje, wdraża i utrzymuje do celów działań prowadzonych w ramach planu monitorowania, stosownie do sytuacji.

2. Plan monitorowania, o którym mowa w ust. 1, zawiera podane w sposób prosty i logiczny instrukcje dla prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego, zapobiegając powielaniu działań i uwzględniając istniejące systemy stosowane w danej instalacji lub przez operatora statku powietrznego.

Artykuł 12

Zawartość planu monitorowania i jego przedłożenie

1. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedkłada właściwemu organowi do zatwierdzenia plan monitorowania.

Plan monitorowania obejmuje szczegółową, pełną i przejrzystą dokumentację metodyki monitorowania konkretnej instalacji lub operatora statku powietrznego i zawiera co najmniej elementy określone w załączniku I.

Wraz z planem monitorowania prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedkłada wszystkie spośród następujących dokumentów uzupełniających:

a) dowody dotyczące każdego strumienia materiałów wsadowych i źródła emisji wykazujące zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących działalności i współczynników obliczeniowych, w stosownych przypadkach, dla stosowanych poziomów dokładności zdefiniowanych w załącznikach II i III;

b) wyniki oceny ryzyka, dowodzące, że proponowane działania kontrolne i procedury w zakresie działań kontrolnych są współmierne do zidentyfikowanego ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej.

2. Jeśli załącznik I zawiera odniesienie do procedury, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego ustanawia, dokumentuje, wdraża i utrzymuje taką procedurę oddzielnie od planu monitorowania.

Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego streszcza procedury w planie monitorowania z podaniem następujących informacji:

a) tytułu procedury;

b) identyfikowalnego i weryfikowalnego odniesienia umożliwiającego identyfikację procedury;

c) identyfikacji stanowiska lub wydziału odpowiedzialnego za wdrożenie procedury oraz za dane pozyskane za pomocą procedury lub zarządzane z jej zastosowaniem;

▼B

d) krótkiego opisu procedury umożliwiającego prowadzącemu instalację lub operatorowi statku powietrznego, właściwemu organowi i weryfikatorowi zrozumienie podstawowych parametrów i wykonywanych czynności;

e) lokalizacji odnośnych rejestrów i informacji;

f) w stosownych przypadkach nazwy używanego systemu komputerowego;

g) w stosownych przypadkach wykazu norm EN lub innych zastosowanych norm.

Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego sporządza wszelką pisemną dokumentację procedur, którą na żądanie udostępnia właściwemu organowi. Udostępnia ją również do celów weryfikacji zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) nr 600/2012 ([1]).

3. Oprócz elementów, o których mowa w ust. 1 i 2 niniejszego artykułu, państwa członkowskie mogą wymagać włączenia dodatkowych elementów do planu monitorowania instalacji, które mają spełniać wymogi określone w art. 24 ust. 1 decyzji Komisji 2011/278/UE z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ([2]), w tym streszczenia procedury, zapewniając, co następuje:

a) aby prowadzący instalację regularnie sprawdzał, czy w świetle wspomnianej decyzji istotne są informacje dotyczące jakichkolwiek planowanych lub wprowadzonych zmian w zakresie zdolności produkcyjnej, poziomu działalności i eksploatacji instalacji;

b) aby prowadzący instalację regularnie przedkładał informacje, o których mowa w lit. a), właściwemu organowi przed dniem 31 grudnia każdego roku.

Artykuł 13

Znormalizowane i uproszczone plany monitorowania

1. Państwa członkowskie mogą zezwolić prowadzącym instalacje i operatorom statków powietrznych na stosowanie znormalizowanych lub uproszczonych planów monitorowania, bez uszczerbku dla art. 12 ust. 3.

W tym celu państwa członkowskie mogą publikować formularze planu monitorowania, w tym opis procedur przepływu danych i kontroli, o których mowa w art. 57 i 58, na podstawie formularzy i wytycznych publikowanych przez Komisję.

2. Przed zatwierdzeniem jakiegokolwiek uproszczonego planu monitorowania, o którym mowa w ust. 1, właściwy organ przeprowadza uproszczoną ocenę ryzyka, aby ustalić, czy proponowane działania kontrolne oraz procedury odnoszące się do działań kontrolnych są współmierne do zidentyfikowanego ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej oraz uzasadniają zastosowanie takiego uproszczonego planu monitorowania.

([1]) Zob. s. 1 niniejszego Dziennika Urzędowego.
([2]) Dz.U. L 130 z 17.5.2011, s. 1.

▼B

W stosownych przypadkach państwa członkowskie mogą wymagać przeprowadzenia oceny ryzyka zgodnie z poprzednim akapitem przez samego prowadzącego instalacje lub operatora statku powietrznego.

Artykuł 14

Zmiany planu monitorowania

1. Każdy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego regularnie sprawdza, czy plan monitorowania odzwierciedla charakter i funkcjonowanie instalacji lub działania lotniczego zgodnie z art. 7 dyrektywy 2003/87/WE, a także czy możliwe jest udoskonalenie metodyki monitorowania.

2. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego zmienia plan monitorowania w każdej z następujących sytuacji:

a) wystąpienia nowych emisji spowodowanych nowymi rodzajami działalności lub użyciem nowych paliw bądź materiałów, nieuwzględnionych jeszcze w planie monitorowania;

b) zmiany dostępności danych, spowodowanej użyciem nowych typów przyrządów pomiarowych, metod pobierania próbek lub metod analitycznych bądź innymi przyczynami, prowadzącej do większej dokładności w wyznaczaniu wielkości emisji;

c) stwierdzenia nieprawidłowości danych uzyskanych przy zastosowaniu dotychczasowej metodyki monitorowania;

d) zmiany w planie monitorowania skutkującej poprawą dokładności zgłaszanych danych, chyba że nie jest to technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów;

e) plan monitorowania nie jest zgodny z wymogami niniejszego rozporządzenia, a właściwy organ zażądał od prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego wprowadzenia zmian w takim planie;

f) konieczna jest odpowiedź na sugestie dotyczące udoskonaleń planu monitorowania zawarte w sprawozdaniu z weryfikacji.

Artykuł 15

Zatwierdzenie zmian planu monitorowania

1. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego bezzwłocznie zgłasza wszelkie propozycje zmian w planie monitorowania właściwemu organowi.

Właściwy organ może jednak zezwolić prowadzącemu instalację lub operatorowi statku powietrznego na zgłaszanie zmian w planie monitorowania niebędących istotnymi zmianami w rozumieniu ust. 3 do dnia 31 grudnia tego samego roku.

▼B

2. Każda istotna zmiana planu monitorowania w rozumieniu ust. 3 i 4 podlega zatwierdzeniu przez właściwy organ.

Jeśli właściwy organ uzna, że zmiana nie jest istotna, bezzwłocznie informuje o tym prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego.

3. Istotne zmiany w planie monitorowania instalacji obejmują co następuje:

a) zmiany kategorii instalacji;

b) niezależnie od art. 47 ust. 8, zmiany dotyczące statusu instalacji jako instalacji o niskim poziomie emisji;

c) zmiany źródeł emisji;

d) zastąpienie metodyki wyznaczania wielkości emisji opartej na obliczeniach metodyką opartą na pomiarach lub odwrotnie;

e) zmianę stosowanego poziomu dokładności;

f) wprowadzenie nowych strumieni materiałów wsadowych;

g) zmianę kategoryzacji strumieni materiałów wsadowych – między kategoriami strumieni materiałów wsadowych głównych, pomniejszych lub *de minimis*;

h) zmianę domyślnej wartości współczynnika obliczeniowego, jeśli wartość ma być określona w planie monitorowania;

i) wprowadzenie nowych procedur dotyczących pobierania próbek, analizy lub kalibracji, jeśli zmiany w tych procedurach mają bezpośredni wpływ na dokładność danych dotyczących emisji;

j) wdrożenie lub przyjęcie metodyki określania ilościowego w odniesieniu do emisji z wycieku w składowiskach.

4. Istotne zmiany w planach monitorowania operatora statku powietrznego obejmują:

a) w odniesieniu do planu monitorowania emisji:

(i) zmianę poziomów dokładności odnoszących się do zużycia paliwa;

(ii) zmianę wartości współczynników emisji określonych w planie monitorowania;

(iii) zmianę metod opartych na obliczeniach określonych w załączniku III;

(iv) wprowadzenie nowych strumieni materiałów wsadowych;

▼B

(v) zmianę kategoryzacji strumieni materiałów wsadowych, kiedy pomniejszy strumień materiałów wsadowych zmienia się w główny strumień materiałów wsadowych;

(vi) zmiany w statusie operatora statku powietrznego jako małego podmiotu uczestniczącego w systemie w rozumieniu art. 54 ust. 1;

b) w odniesieniu do planu monitorowania w zakresie danych dotyczących tonokilometrów:

(i) zmianę między statusem niekomercyjnym a komercyjnym świadczonej usługi transportu lotniczego;

(ii) zmianę przedmiotu usługi transportu lotniczego, przy czym przedmiotem mogą być pasażerowie, ładunek lub poczta.

Artykuł 16

Wdrażanie i rejestracja zmian

1. Przed otrzymaniem zatwierdzenia lub informacji zgodnie z art. 15 ust. 2 prowadzący instalację lub operator statku powietrznego może prowadzić monitorowanie i raportowanie, stosując zmodyfikowany plan monitorowania, jeśli może w sposób uzasadniony założyć, że proponowane zmiany nie są istotne lub monitorowanie prowadzone zgodnie z pierwotnym planem monitorowania skutkowałoby pozyskaniem niekompletnych danych dotyczących emisji.

W przypadku wątpliwości prowadzący instalację lub operator statku powietrznego prowadzi wszystkie działania w zakresie monitorowania i raportowania, a także dokumentację przejściową, równolegle, zgodnie zarówno ze zmodyfikowanym, jak i z pierwotnym planem monitorowania.

2. Po otrzymaniu zatwierdzenia lub informacji zgodnie z art. 15 ust. 2 prowadzący instalację lub operator statku powietrznego wykorzystuje tylko dane odnoszące się do zmodyfikowanego planu monitorowania i prowadzi wszystkie działania w zakresie monitorowania i raportowania tylko na podstawie zmodyfikowanego planu monitorowania.

3. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego prowadzi rejestr wszystkich zmian w planie monitorowania. Każdy wpis zawiera następujące informacje:

a) przejrzysty opis zmian;

b) uzasadnienie zmian;

c) termin zgłoszenia zmiany właściwemu organowi;

d) datę potwierdzenia przez właściwy organ odbioru powiadomienia, o którym mowa w art. 15 ust. 1, o ile występuje, oraz termin zatwierdzenia lub informacji, o której mowa w art. 15 ust. 2;

e) datę rozpoczęcia wdrażania zmienionego planu monitorowania zgodnie z ust. 2 niniejszego artykułu.

▼B

SEKCJA 2

Techniczna wykonalność i nieracjonalne koszty

Artykuł 17

Techniczna wykonalność

W przypadku gdy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego twierdzi, że stosowanie określonej metodyki monitorowania nie jest technicznie wykonalne, właściwy organ ocenia techniczną wykonalność, uwzględniając uzasadnienie przedstawione przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego. Takie uzasadnienie odnosi się do posiadania przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego zasobów technicznych mogących zaspokoić potrzeby proponowanego systemu lub wymogu, który można wdrożyć w wymaganym czasie do celów niniejszego rozporządzenia. Takie zasoby techniczne obejmują dostępność wymaganych technik lub technologii.

Artykuł 18

Nieracjonalne koszty

1. W przypadku gdy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego twierdzi, że stosowanie określonej metodyki monitorowania pociąga za sobą nieracjonalne koszty, właściwy organ ocenia nieracjonalny charakter takich kosztów, uwzględniając uzasadnienie przedstawione przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego.

Właściwy organ uznaje koszty za nieracjonalne, jeśli ich szacowana wielkość jest większa niż korzyści. W tym celu korzyść oblicza się, mnożąc współczynnik udoskonalenia przez cenę referencyjną wynoszącą 20 EUR za jedno uprawnienie, a koszty uwzględniają odpowiedni okres amortyzacji w oparciu o ekonomiczną użyteczność urządzenia.

2. Oceniając nieracjonalny charakter kosztów w odniesieniu do wyboru poziomów dokładności dla danych dotyczących działalności, właściwy organ stosuje jako współczynnik udoskonalenia, o którym mowa w ust. 1, różnicę między aktualnie osiągniętą wartością niepewności a progiem niepewności poziomu dokładności, który osiągnięto by, mnożąc udoskonalenie przez średnią roczną wielkość emisji spowodowanych przez dane źródło materiałów wsadowych w ciągu ostatnich trzech lat.

W przypadku braku danych o średniej rocznej wielkości emisji spowodowanych przez takie źródło materiałów wsadowych w ciągu ostatnich trzech lat, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedstawia zachowawcze oszacowanie średniej rocznej wielkości emisji, z wyłączeniem CO_2 pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO_2. W przypadku przyrządów pomiarowych objętych krajową prawną kontrolą metrologiczną, aktualnie osiągniętą wartość niepewności można zastąpić błędem granicznym dopuszczonym właściwymi przepisami krajowymi.

▼B

3. Oceniając nieracjonalny charakter kosztów w odniesieniu do środków podnoszących jakość zgłaszanych danych dotyczących emisji, niemających jednak bezpośredniego wpływu na dokładność danych dotyczących działalności, właściwy organ stosuje współczynnik udoskonalenia równy 1 % średniej rocznej wielkości emisji z odnośnego źródła emisji w ciągu trzech ostatnich okresów sprawozdawczych. Takie środki mogą obejmować:

a) przejście od wartości domyślnych do analiz w celu wyznaczania współczynników obliczeniowych;

b) zwiększenie liczby analiz przypadającej na strumień materiałów wsadowych;

c) jeśli określone zadanie pomiarowe nie podlega krajowej prawnej kontroli metrologicznej, zastąpienie przyrządów pomiarowych przyrządami zgodnymi z odpowiednimi wymogami prawnej kontroli metrologicznej państwa członkowskiego dotyczącymi podobnych zastosowań bądź przyrządami pomiarowymi zgodnymi z przepisami krajowymi przyjętymi na mocy dyrektywy 2004/22/WE lub dyrektywy 2009/23/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ([1]);

d) zwiększenie częstotliwości kalibracji i konserwacji przyrządów pomiarowych;

e) usprawnienie działań w zakresie przepływu danych i kontroli, znacznie ograniczające ryzyko nieodłączne lub ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej.

4. Środków dotyczących udoskonalenia metodyki monitorowania instalacji zgodnie z art. 69 nie uważa się za prowadzące do nieracjonalnych kosztów do czasu osiągnięcia łącznej kwoty 2 tys. EUR na okres sprawozdawczy. W przypadku instalacji o niskim poziomie emisji ten próg wynosi 500 EUR na okres sprawozdawczy.

ROZDZIAŁ III

MONITOROWANIE EMISJI Z INSTALACJI

SEKCJA 1

Przepisy ogólne

Artykuł 19

Kategoryzacja instalacji i strumieni materiałów wsadowych

1. Do celów monitorowania emisji i określania minimalnych wymogów dotyczących poziomów dokładności każdy prowadzący instalację określa kategorię instalacji zgodnie z ust. 2 oraz, w stosownych przypadkach, każdego strumienia materiałów wsadowych zgodnie z ust. 3.

([1]) Dz.U. L 122 z 16.5.2009, s. 6.

▼B

2. Prowadzący instalację klasyfikuje każdą instalację jako należącą do jednej z następujących kategorii:

a) instalacja kategorii A, jeśli średnia zweryfikowana roczna wielkość emisji w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy, bez uwzględniania CO_2 pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO_2, wynosiła 50 tys. t lub mniej $CO_{2(e)}$;

b) instalacja kategorii B, jeśli średnia zweryfikowana roczna wielkość emisji w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy, bez uwzględniania CO_2 pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO_2, wynosiła ponad 50 tys. t $CO_{2(e)}$ oraz 500 tys. t lub mniej $CO_{2(e)}$;

c) instalacja kategorii C, jeśli średnia zweryfikowana roczna wielkość emisji w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy, bez uwzględniania CO_2 pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO_2, wynosiła ponad 500 tys. t $CO_{2(e)}$.

3. Prowadzący instalację klasyfikuje każdy strumień materiałów wsadowych, porównując strumień z sumą wszystkich bezwzględnych wartości kopalnego CO_2 i $CO_{2(e)}$ odpowiadającego wszystkim strumieniom materiałów wsadowych uwzględnianym przez metody oparte na obliczeniach oraz wszystkich emisji ze źródeł emisji monitorowanych z zastosowaniem metod opartych na pomiarach, przed odjęciem przenoszonego CO_2, jako należący do jednej z następujących kategorii:

a) pomniejszych strumieni materiałów wsadowych, jeśli strumienie materiałów wsadowych wybrane przez prowadzącego instalację łącznie odpowiadają mniej niż 5 tys. t kopalnego CO_2 rocznie lub mniej niż 10 %, do maksymalnej łącznej wielkości wkładu wynoszącej 100 tys. t kopalnego CO_2 rocznie, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą w ujęciu bezwzględnym;

b) strumieni materiałów wsadowych *de minimis*, jeśli strumienie materiałów wsadowych wybrane przez prowadzącego instalację łącznie odpowiadają mniej niż 1 tys. t kopalnego CO_2 rocznie lub mniej niż 2 %, do maksymalnej łącznej wielkości wkładu wynoszącej 20 tys. t kopalnego CO_2 rocznie, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą w ujęciu bezwzględnym;

c) głównych strumieni materiałów wsadowych, jeśli strumienie materiałów wsadowych nie zostały sklasyfikowane jako należące do żadnej z kategorii przedstawionych w lit. a) i b).

4. Jeśli średnia zweryfikowana roczna wielkość emisji z danej instalacji w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym obecny okres rozliczeniowy nie jest znana lub jest niedokładna, określając kategorię instalacji prowadzący instalację wykorzystuje zachowawcze oszacowanie średniej rocznej wielkości emisji, z wyłączeniem CO_2 pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO_2.

Artykuł 20

Granice monitorowania

1. Prowadzący instalację definiuje granice monitorowania dla każdej instalacji.

▼B

W tych granicach prowadzący instalację uwzględnia wszystkie odpowiednie emisje gazów cieplarnianych pochodzące ze wszystkich źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych należących do rodzajów działań prowadzonych w instalacji i wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, jak również z rodzajów działań i gazów cieplarnianych włączonych przez państwo członkowskie na mocy art. 24 dyrektywy 2003/87/WE.

Prowadzący instalację uwzględnia zarówno emisje z normalnego trybu działalności, jak i z wydarzeń nietypowych, włącznie z rozruchem i wyłączeniem instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi w okresie sprawozdawczym, z wyjątkiem emisji z ruchomych maszyn służących do celów transportu.

2. Definiując proces monitorowania i raportowania, prowadzący instalację uwzględnia wymogi dotyczące poszczególnych sektorów określone w załączniku IV.

3. W przypadku stwierdzenia wycieków z kompleksu składowania zgodnego z dyrektywą 2009/31/WE, prowadzących do emisji lub uwolnienia CO_2 do słupa wody, traktuje się je jako źródła emisji z odpowiedniej instalacji oraz monitoruje zgodnie z sekcją 23 załącznika IV do niniejszego rozporządzenia.

Właściwy organ może dopuścić wykluczenie wycieku jako źródła emisji z procesu monitorowania i raportowania, jeżeli zostaną podjęte działania naprawcze na mocy art. 16 dyrektywy 2009/31/WE, a emisje lub uwolnienie do słupa wody z takiego wycieku nie są już wykrywalne.

Artykuł 21

Wybór metodyki monitorowania

1. Do celów monitorowania emisji z instalacji prowadzący instalację decyduje się na stosowanie metodyki opartej na obliczeniach lub metodyki opartej na pomiarach, z zastrzeżeniem przepisów szczegółowych niniejszego rozporządzenia.

Metodyka oparta na obliczeniach polega na wyznaczaniu wielkości emisji ze strumieni materiałów wsadowych na podstawie danych dotyczących działalności uzyskanych za pomocą systemów pomiarowych oraz na podstawie dodatkowych parametrów uzyskanych z analiz laboratoryjnych lub wartości domyślnych. Metodykę opartą na obliczeniach można wdrażać w postaci metodyki standardowej, o której mowa w art. 24, lub w postaci metodyki bilansu masowego, o której mowa w art. 25.

Metodyka oparta na pomiarach polega na wyznaczaniu wielkości emisji ze źródeł emisji za pomocą ciągłego pomiaru stężenia odnośnego gazu cieplarnianego w spalinach oraz przepływu spalin, łącznie z monitorowaniem przenoszenia CO_2 między instalacjami, przy czym dokonuje się pomiarów stężenia CO_2 i przepływu przenoszonego gazu.

Jeśli stosuje się metodykę opartą na obliczeniach, prowadzący instalację w odniesieniu do każdego strumienia materiałów wsadowych określa w planie monitorowania, czy stosuje się metodykę standardową, czy metodykę bilansu masowego, z podaniem odpowiednich poziomów dokładności zgodnie z załącznikiem II.

▼B

2. Prowadzący instalację, z zastrzeżeniem zgody właściwego organu, może połączyć metodykę standardową, bilansu masowego i metodykę opartą na pomiarach w odniesieniu do różnych źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych należących do jednej instalacji, pod warunkiem że nie wystąpią luki ani nie dojdzie do podwójnego liczenia emisji.

3. Jeśli prowadzący instalację nie wybierze metodyki opartej na pomiarach, wybiera metodykę wymaganą w odpowiedniej sekcji załącznika IV, o ile nie przedstawi właściwemu organowi dowodów potwierdzających, że zastosowanie takiej metodyki nie jest technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów bądź że inna metodyka zapewnia większą całkowitą dokładność danych dotyczących emisji.

Artykuł 22

Metodyka monitorowania, która nie jest oparta na poziomach dokładności

W drodze odstępstwa od art. 21 ust. 1, w odniesieniu do wybranych strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji prowadzący instalację może stosować metodykę monitorowania, która nie jest oparta na poziomach dokładności (dalej zwaną „metodyką rezerwową"), pod warunkiem spełnienia wszystkich następujących warunków:

a) zastosowanie co najmniej poziomu dokładności 1 w ramach metodyki opartej na obliczeniach w odniesieniu do jednego lub większej liczby głównych strumieni materiałów wsadowych bądź pomniejszych strumieni materiałów wsadowych oraz metodyki opartej na pomiarach w odniesieniu do co najmniej jednego źródła emisji związanego z tymi samymi strumieniami materiałów wsadowych nie jest technicznie wykonalne lub pociągałoby za sobą nieracjonalne koszty;

b) prowadzący instalację co roku ocenia i określa liczbowo niepewności wszystkich parametrów stosowanych do wyznaczenia rocznej wielkości emisji zgodnie z wytyczną ISO dotyczącą wyrażania niepewności pomiarowych (JCGM 100:2008) lub z inną równoważną, uznaną na całym świecie normą i uwzględnia wyniki w rocznym raporcie na temat wielkości emisji;

c) prowadzący instalację wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że w razie zastosowania takiej rezerwowej metodyki monitorowania progi całkowitej niepewności w odniesieniu do rocznego poziomu emisji gazów cieplarnianych dotyczącego całej instalacji nie przekraczają 7,5 % w przypadku instalacji kategorii A, 5,0 % w przypadku instalacji kategorii B oraz 2,5 % w przypadku instalacji kategorii C.

Artykuł 23

Tymczasowe zmiany w metodyce monitorowania

1. W przypadkach gdy ze względów technicznych nie jest tymczasowo możliwe zastosowanie w planie monitorowania poziomu dokładności zatwierdzonego przez właściwy organ w odniesieniu do danych dotyczących działalności lub każdego współczynnika obliczeniowego strumienia paliwa lub materiału, odnośny prowadzący instalację stosuje najwyższy możliwy do osiągnięcia poziom dokładności do czasu, kiedy zostaną przywrócone warunki stosowania poziomu dokładności zatwierdzonego w planie monitorowania.

▼B

Prowadzący instalację podejmuje wszelkie środki niezbędne do możliwie najszybszego przywrócenia poziomu dokładności określonego w planie monitorowania i zatwierdzonego przez właściwy organ.

2. Odnośny prowadzący instalację bezzwłocznie zgłasza wspomnianą w ust. 1 tymczasową zmianę w metodyce monitorowania właściwemu organowi, podając:

a) powody odstąpienia od stosowania poziomu dokładności;

b) szczegółowe informacje o przejściowej metodyce monitorowania stosowanej przez prowadzącego instalację do wyznaczania wielkości emisji do czasu przywrócenia warunków stosowania poziomu dokładności określonego w planie monitorowania;

c) środki stosowane przez prowadzącego instalację w celu przywrócenia warunków stosowania poziomu dokładności określonego w planie monitorowania, zatwierdzonego przez właściwy organ;

d) przewidywany termin, w którym wznowione zostanie stosowanie poziomu dokładności zatwierdzonego przez właściwy organ.

SEKCJA 2

Metodyka oparta na obliczeniach

Podsekcja 1

Przepisy ogólne

Artykuł 24

Obliczanie wielkości emisji z zastosowaniem metodyki standardowej

1. Zgodnie z metodyką standardową, prowadzący instalację oblicza wielkość emisji z procesów spalania na strumień materiałów wsadowych, mnożąc dane dotyczące działalności związane z ilością spalonego paliwa wyrażoną w teradżulach na podstawie wartości opałowej (NCV) przez odpowiedni współczynnik emisji wyrażony w tonach CO_2 na teradżul (t CO_2/TJ) zgodnie z zastosowaniem NCV, a także przez współczynnik utleniania.

Właściwy organ może dopuścić zastosowanie współczynników emisji dla paliw wyrażonych jako t CO_2/t lub tCO_2/Nm^3. W takim przypadku prowadzący instalację wyznacza wielkości emisji z procesów spalania, mnożąc wartość danych dotyczących działalności związanych z ilością spalonego paliwa wyrażoną w tonach lub normalnych metrach sześciennych przez odpowiedni współczynnik emisji i odpowiedni współczynnik utleniania.

2. Prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji z procesów technologicznych na strumień materiałów wsadowych mnożąc, wartość danych dotyczących działalności związanych ze zużyciem materiału, wydajnością przetwórczą lub wielkością produkcji, wyrażoną w tonach lub w normalnych metrach sześciennych, przez odpowiedni współczynnik emisji, wyrażony w t CO_2/t lub t CO_2/Nm^3, oraz odpowiedni współczynnik konwersji.

▼B

3. Jeśli współczynnik emisji poziomu dokładności 1 lub poziomu dokładności 2 uwzględnia już wpływ niepełnych reakcji chemicznych, współczynnik utleniania lub współczynnik konwersji określa się jako 1.

Artykuł 25

Obliczanie wielkości emisji z zastosowaniem metodyki bilansu masowego

1. Zgodnie z metodyką bilansu masowego prowadzący instalację oblicza ilość CO_2 odpowiadającą każdemu strumieniowi materiałów wsadowych uwzględnionemu w bilansie masowym, mnożąc dane dotyczące działalności związane z ilością materiału wchodzącego w granice bilansu masowego lub opuszczającego je, przez zawartość węgla pierwiastkowego pomnożoną przez ►C1 3,664 t CO_2/t C, ◄ zgodnie z sekcją 3 załącznika II.

2. Niezależnie od art. 49, emisje z całego procesu objętego bilansem masowym stanowią sumę ilości CO_2 odpowiadających wszystkim strumieniom materiałów wsadowych objętym bilansem masowym. Ilość CO emitowanego do atmosfery oblicza się w bilansie masowym jako emisję molowo równoważnej ilości CO_2.

Artykuł 26

Właściwe poziomy dokładności

1. Definiując odpowiednie poziomy dokładności zgodnie z art. 21 ust. 1 w celu wyznaczenia wartości danych dotyczących działalności oraz każdego współczynnika obliczeniowego, każdy prowadzący instalację stosuje następujące poziomy dokładności:

a) co najmniej poziomy dokładności wymienione w załączniku V, w przypadku instalacji należących do kategorii A lub jeśli wymagany jest współczynnik obliczeniowy odnoszący się do strumieni materiałów wsadowych stanowiących znormalizowane paliwo handlowe;

b) w przypadkach innych niż te, o których mowa w lit. a), najwyższy poziom dokładności zdefiniowany w załączniku II.

Prowadzący instalację może jednak zastosować poziom dokładności niższy o jeden poziom niż wymagany zgodnie z akapitem pierwszym w przypadku instalacji kategorii C oraz niższy o maksymalnie dwa poziomy w przypadku instalacji kategorii A i B, przy czym musi zastosować co najmniej poziom dokładności 1, jeśli wykaże właściwemu organowi, że poziom dokładności wymagany zgodnie z akapitem pierwszym nie jest technicznie osiągalny lub doprowadzi do nieracjonalnych kosztów.

Właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na stosowanie, przez okres przejściowy wynoszący do trzech lat, niższych poziomów dokładności niż te, o których mowa w akapicie drugim, przy czym musi być stosowany co najmniej poziom dokładności 1, pod warunkiem spełnienia obu z następujących warunków:

a) prowadzący instalację wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że poziom dokładności wymagany zgodnie z akapitem drugim nie jest technicznie osiągalny lub doprowadzi do nieracjonalnych kosztów;

▼B

b) prowadzący instalację przedstawi plan udoskonaleń, wskazujący w jaki sposób i do kiedy zostanie osiągnięty co najmniej poziom dokładności wymagany na mocy akapitu drugiego.

2. W przypadku danych dotyczących działalności i każdego współczynnika obliczeniowego odnoszących się do pomniejszych strumieni materiałów wsadowych, prowadzący instalację stosuje najwyższy poziom dokładności, który jest technicznie osiągalny i nie prowadzi do nieracjonalnych kosztów, przy czym stosuje co najmniej poziom dokładności 1.

3. W przypadku strumieni materiałów wsadowych *de minimis*, prowadzący instalację może wyznaczać wartość danych dotyczących działalności oraz każdego współczynnika obliczeniowego, zamiast poziomów dokładności stosując zachowawcze oszacowania, chyba że zdefiniowany poziom dokładności można osiągnąć bez dodatkowego wysiłku.

4. W przypadku współczynnika utleniania i współczynnika konwersji prowadzący instalację stosuje co najmniej najniższe poziomy dokładności zdefiniowane w załączniku II.

5. Jeśli właściwy organ zezwolił na zastosowanie współczynników emisji wyrażonych w t CO_2/t lub t CO_2/Nm^3 w przypadku paliw, a także paliw wykorzystywanych jako wsad do procesu lub w bilansach masowych zgodnie z art. 25, wartość opałową można monitorować z zastosowaniem poziomów dokładności niższych niż najwyższy poziom dokładności zdefiniowany w załączniku II.

Podsekcja 2

Dane dotyczące działalności

Artykuł 27

Wyznaczanie wartości danych dotyczących działalności

1. Prowadzący instalację wyznacza wartość danych dotyczących działalności w odniesieniu do strumienia danych wsadowych w jeden z następujących sposobów:

a) na podstawie ciągłych pomiarów odnoszących się do procesu powodującego emisje;

b) na podstawie zagregowanych wyników pomiarów osobno dostarczanych ilości, z uwzględnieniem odpowiednich zmian w zapasach.

2. Do celów ust. 1 lit. b) ilość paliwa lub materiału przetworzonego w okresie sprawozdawczym oblicza się jako ilość paliwa lub materiału zakupioną w okresie sprawozdawczym pomniejszoną o ilość paliwa lub materiału wyprowadzoną z instalacji oraz powiększoną o ilość paliwa lub materiału, którą obejmują zapasy na początku okresu sprawozdawczego i pomniejszoną o ilość paliwa lub materiału, którą obejmują zapasy na końcu okresu sprawozdawczego.

Gdy wyznaczenie ilości objętych zapasami w drodze bezpośredniego pomiaru nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację może oszacować takie ilości na podstawie jednej z następujących informacji:

a) danych z poprzednich lat w korelacji z wielkością produkcji w okresie sprawozdawczym;

▼B

b) udokumentowanych procedur i odnośnych danych w skontrolowanych sprawozdaniach finansowych za dany okres sprawozdawczy.

Gdy wyznaczenie wartości danych dotyczących działalności dla całego roku kalendarzowego nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację może wybrać następny najbardziej odpowiedni dzień roboczy, który oddzieli dany rok sprawozdawczy od kolejnego i odpowiednio uzgodnić go z wymaganym rokiem kalendarzowym. Odchylenia występujące w przypadku jednego lub większej liczby strumieni materiałów wsadowych muszą być wyraźnie odnotowane, stanowiąc podstawę wartości reprezentatywnej dla roku kalendarzowego, a następnie muszą być spójnie uwzględnione w odniesieniu do następnego roku.

Artykuł 28

Systemy pomiarowe pod kontrolą prowadzącego instalację

1. Do celów wyznaczenia wartości danych dotyczących działalności zgodnie z art. 27 prowadzący instalację może wykorzystać wyniki pomiarów w oparciu o kontrolowane przez siebie systemy pomiarowe w instalacji, pod warunkiem zapewnienia zgodności z wszystkimi następującymi wymogami:

a) prowadzący instalację musi przeprowadzić ocenę niepewności oraz zapewnia osiągnięcie progu niepewności dla odpowiedniego poziomu dokładności;

b) prowadzący instalację musi zapewnić co najmniej raz w roku oraz po każdej kalibracji przyrządów pomiarowych, aby wyniki kalibracji pomnożone przez zachowawczy współczynnik korekty oparty na właściwych szeregach czasowych poprzednich kalibracji danego przyrządu pomiarowego lub podobnych przyrządów pomiarowych, odzwierciedlający wpływ niepewności użytkowej zostały porównane z odpowiednimi progami niepewności.

W przypadku przekroczenia progów poziomów dokładności zatwierdzonych zgodnie z art. 12 lub stwierdzenia, że urządzenia nie odpowiadają innym wymogom, prowadzący instalację bezzwłocznie podejmuje działania naprawcze oraz przekazuje odpowiednie informacje właściwemu organowi.

2. Prowadzący instalację przedstawia ocenę niepewności, o której mowa w ust. 1 lit. a), właściwemu organowi przy zgłaszaniu nowego planu monitorowania lub kiedy jest ona istotna w związku ze zmianą w zatwierdzonym planie monitorowania.

Taka ocena obejmuje określoną niepewność zastosowanych urządzeń pomiarowych, niepewność związaną z kalibracją oraz wszelką dodatkową niepewność związaną ze sposobem użycia przyrządów pomiarowych w praktyce. Niepewność dotyczącą zmian w zapasach uwzględnia się w ocenie niepewności, jeśli w miejscach składowania można umieścić co najmniej 5 % zużywanej rocznie ilości rozpatrywanego paliwa lub materiału. Przeprowadzając ocenę, prowadzący instalację bierze pod uwagę fakt, że podane wartości służące do zdefiniowania progów niepewności poziomów dokładności w załączniku II odnoszą się do niepewności w całym okresie sprawozdawczym.

▼B

Prowadzący instalację może uprościć ocenę niepewności poprzez założenie, że błąd graniczny dopuszczalny określony dla użytkowanego przyrządu pomiarowego lub, jeśli jest niższa, niepewność uzyskaną poprzez pomnożenie wyników kalibracji przez zachowawczy współczynnik korekty odzwierciedlający wpływ niepewności użytkowej należy uznać za niepewność w całym okresie sprawozdawczym, wymaganą w definicjach poziomów dokładności w załączniku II, pod warunkiem zainstalowania przyrządów pomiarowych w środowisku odpowiadającym ich specyfikacjom użytkowym.

3. Niezależnie od ust. 2, właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na wykorzystanie wyników pomiarów w oparciu o kontrolowane przez siebie systemy pomiarowe w instalacji, jeśli prowadzący instalację przedstawi dowody potwierdzające, że stosowane przyrządy pomiarowe podlegają odpowiedniej krajowej prawnej kontroli metrologicznej.

W tym celu bez przedstawiania dodatkowych dowodów jako wartość niepewności można podać błąd graniczny dopuszczalny w użytkowaniu określony właściwymi przepisami krajowymi dotyczącymi prawnej kontroli metrologicznej w odniesieniu do odpowiedniego zadania pomiarowego.

Artykuł 29

Systemy pomiarowe poza kontrolą prowadzącego instalację

1. Jeśli z uproszczonej oceny niepewności wynika, że wykorzystanie systemów pomiarowych znajdujących się poza kontrolą prowadzącego instalację, w porównaniu z wykorzystaniem systemów kontrolowanych przez prowadzącego instalację zgodnie z art. 28, umożliwia prowadzącemu instalację osiągnięcie co najmniej tak wysokiego poziomu dokładności, zapewnia bardziej wiarygodne wyniki oraz jest mniej podatne na ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej, prowadzący instalację wyznacza wartość danych dotyczących działalności, wykorzystując systemy pomiarowe znajdujące się poza jego kontrolą.

W tym celu prowadzący instalację może wykorzystać jedno z następujących źródeł danych:

a) ilości z wystawionych przez kontrahenta faktur, pod warunkiem że miała miejsce transakcja handlowa między dwoma niezależnymi partnerami handlowymi;

b) bezpośrednie odczyty z takich systemów pomiarowych.

2. Prowadzący instalację zapewnia zgodność z właściwym poziomem dokładności zgodnie z art. 26.

W tym celu bez przedstawiania dodatkowych dowodów jako wartość niepewności można podać błąd graniczny dopuszczalny w użytkowaniu określony właściwymi przepisami dotyczącymi krajowej prawnej kontroli metrologicznej w odniesieniu do odpowiedniej transakcji handlowej.

▼B

Jeśli właściwe wymogi dotyczące krajowej prawnej kontroli metrologicznej są mniej rygorystyczne niż wymogi właściwego poziomu dokładności zgodnego z art. 26, prowadzący instalację pozyskuje dowody dotyczące właściwej niepewności od kontrahenta odpowiedzialnego za system pomiarowy.

Podsekcja 3

Współczynniki obliczeniowe

Artykuł 30

Wyznaczanie współczynników obliczeniowych

1. Prowadzący instalację wyznacza współczynniki obliczeniowe jako wartości domyślne lub wartości oparte na analizie, zależnie od właściwego poziomu dokładności.

2. Prowadzący instalację wyznacza i zgłasza współczynniki obliczeniowe w sposób spójny ze stanem wykorzystanym w związku z danymi dotyczącymi działalności, odnosząc się do stanu paliwa lub materiału, w którym kupuje się paliwo lub materiał bądź używa się go w procesie powodującym emisje, zanim wyschnie lub zostanie poddany innemu przetworzeniu na potrzeby analizy laboratoryjnej.

Jeśli ta metoda prowadzi do nieracjonalnych kosztów lub jeśli można osiągnąć większą dokładność, prowadzący instalację może zgłaszać dane dotyczące działalności i współczynniki obliczeniowe w sposób spójny, odnosząc się do stanu, w którym przeprowadzono analizy laboratoryjne.

Artykuł 31

Wartości domyślne współczynników obliczeniowych

1. Jeśli prowadzący instalację wyznacza współczynniki obliczeniowe jako wartości domyślne, wówczas, zgodnie z wymogami dotyczącymi właściwego poziomu dokładności, określonymi w załącznikach II i VI, stosuje jedną z następujących wartości:

a) współczynniki standardowe i współczynniki stechiometryczne wyszczególnione w załączniku VI;

b) współczynniki standardowe stosowane przez państwo członkowskie w krajowej inwentaryzacji przekazanej do Sekretariatu Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu;

c) wartości określone na podstawie literatury, uzgodnione z właściwym organem, w tym współczynniki standardowe publikowane przez właściwy organ, zgodne ze współczynnikami, o których mowa w lit. b), lecz reprezentatywne dla bardziej zdezagregowanych źródeł strumieni paliwa;

d) wartości określone i gwarantowane przez dostawcę materiału, jeśli prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób przekonujący dla właściwego organu, że zawartość węgla pierwiastkowego wykazuje 95 % poziom ufności nieprzekraczający przedziału 1 %;

▼B

e) wartości oparte na analizie przeprowadzonej w przeszłości, jeśli prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób przekonujący dla właściwego organu, że takie wartości są reprezentatywne dla przyszłych partii tego samego materiału.

2. Prowadzący instalację określa wszystkie wartości domyślne zastosowane w planie monitorowania.

Jeśli wartości domyślne zmieniają się z roku na rok, prowadzący instalację określa w planie monitorowania właściwe autorytatywne źródło danej wartości.

3. Właściwy organ może zatwierdzić zmianę wartości domyślnej współczynnika obliczeniowego w planie monitorowania zgodnie z art. 15 ust. 2 tylko wówczas, gdy prowadzący instalację przedstawi dowody potwierdzające, że nowa wartość domyślna pozwoli na dokładniejsze wyznaczanie wielkości emisji.

4. Na wniosek prowadzącego instalację właściwy organ może pozwolić na wyznaczanie wartości opałowej i współczynników emisji paliw z zastosowaniem tych samych poziomów dokładności, które są wymagane w przypadku znormalizowanych paliw handlowych, pod warunkiem że prowadzący instalację przedstawi, co najmniej raz na trzy lata, dowody potwierdzające, że w ciągu ostatnich trzech lat zmienność wartości opałowej mieściła się w przedziale 1 %.

Artykuł 32

Współczynniki obliczeniowe wyznaczone na podstawie analiz

1. Prowadzący instalację zapewnia, aby wszelkie analizy, pobieranie próbek, kalibracje i walidacje do celów wyznaczenia współczynników obliczeniowych były prowadzone z zastosowaniem metod opartych na odpowiednich normach EN.

Jeżeli takie normy są niedostępne, stosuje się metody oparte na odpowiednich normach ISO lub normach krajowych. Jeśli nie istnieją żadne opublikowane właściwe normy, stosuje się odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk przemysłowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.

2. W przypadku użycia do wyznaczania wielkości emisji chromatografów gazowych pracujących w trybie *on-line* lub analizatorów gazowych dokonujących pomiarów bez pobierania próbek prowadzący instalację uzyskuje od właściwego organu zgodę na użycie takich urządzeń. Używa się ich wyłącznie w celu pozyskania danych dotyczących składu paliw lub materiałów gazowych. Prowadzący instalację gwarantuje, jako minimalne środki zapewniania jakości, przeprowadzenie atestacji początkowej oraz powtarzanych co roku atestacji przyrządu.

3. Wyniki analizy wykorzystuje się wyłącznie w odniesieniu do okresu dostawy bądź partii paliwa lub materiału, którego próbki pobrano i dla którego próbki miały być reprezentatywne.

Do celów wyznaczenia określonego parametru prowadzący instalację wykorzystuje wyniki wszystkich analiz przeprowadzonych w odniesieniu do takiego parametru.

▼B

Artykuł 33

Plan pobierania próbek

1. Jeśli współczynniki obliczeniowe są wyznaczane w drodze analiz, prowadzący instalację przedstawia właściwemu organowi do zatwierdzenia, w odniesieniu do każdego paliwa lub materiału, plan pobierania próbek w postaci pisemnej procedury zawierającej informacje o metodyce przygotowania próbek, w tym o obowiązkach, lokalizacjach, częstotliwościach i ilościach, a także o metodyce przechowywania i transportu próbek.

Prowadzący instalację zapewnia, aby pobrane próbki były reprezentatywne dla odpowiedniej partii lub okresu dostawy i wolne od błędu systematycznego. Odpowiednie elementy planu pobierania próbek uzgadnia się z laboratorium przeprowadzającym analizę dotyczącą odnośnego paliwa lub materiału, a dowody takiego uzgodnienia włącza się do planu. Prowadzący instalację udostępnia plan do celów weryfikacji zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012.

2. Prowadzący instalację, w porozumieniu z laboratorium prowadzącym analizę dotyczącą odnośnego paliwa lub materiału i z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez właściwy organ, dostosowuje elementy planu pobierania próbek, jeśli wyniki analizy wskazują, że niejednorodność paliwa lub materiału różni się znacznie od danych dotyczących niejednorodności, na których opierał się pierwotny plan pobierania próbek danego paliwa lub materiału.

Artykuł 34

Korzystanie z laboratoriów

1. Prowadzący instalację zapewnia, aby laboratoria przeprowadzające analizy mające na celu wyznaczenie współczynników obliczeniowych były akredytowane zgodnie z normą EN ISO/IEC 17025 w odniesieniu do odpowiednich metod analitycznych.

2. Z laboratoriów nieakredytowanych zgodnie z normą EN ISO/IEC 17025 można korzystać do celów wyznaczenia współczynników obliczeniowych tylko wówczas, gdy prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób przekonujący dla właściwego organu, że dostęp do laboratoriów, o których mowa w ust. 1, nie jest technicznie wykonalny lub skutkowałby nieracjonalnymi kosztami, a laboratorium nieakredytowane spełnia wymogi równoważne wymogom określonym w normie EN ISO/IEC 17025.

3. Właściwy organ uznaje, że laboratorium spełnia wymogi równoważne wymogom normy EN ISO/IEC 17025 w rozumieniu ust. 2, jeśli prowadzący instalację przedstawi, o ile to możliwe, w postaci i na poziomie szczegółowości, jakie są wymagane w odniesieniu do procedur na mocy art. 12 ust. 2, dowody zgodne z akapitem drugim i trzecim niniejszego ustępu.

▼B

W odniesieniu do zarządzania jakością prowadzący instalację przedstawia akredytowaną certyfikację laboratorium zgodnie z normą EN ISO/IEC 9001 lub inne certyfikaty systemów zarządzania jakością stosowanych w laboratorium. W przypadku braku takich certyfikowanych systemów zarządzania jakością prowadzący instalację przedstawia odpowiednie dowody potwierdzające, że laboratorium jest w stanie zarządzać swoimi pracownikami, procedurami, dokumentami i zadaniami w niezawodny sposób.

W odniesieniu do kompetencji technicznych prowadzący instalację przedstawia dowody potwierdzające, że laboratorium posiada odpowiednie kompetencje oraz jest w stanie osiągać technicznie prawidłowe wyniki, stosując odpowiednie procedury analityczne. Takie dowody obejmują co najmniej następujące elementy:

a) zarządzanie kompetencjami pracowników w odniesieniu do określonych przydzielonych im zadań;

b) adekwatność umiejscowienia i warunków otoczenia;

c) wybór metod analitycznych i odpowiednich norm;

d) w stosownych przypadkach zarządzanie pobieraniem i przygotowaniem próbek, w tym kontrolę integralności próbki;

e) jeśli właściwe, opracowanie i walidację nowych metod analitycznych lub zastosowanie metod nieobjętych normami międzynarodowymi lub krajowymi;

f) oszacowanie niepewności;

g) zarządzanie urządzeniami, w tym procedurami kalibracji, regulacji, utrzymania i naprawy urządzeń, a także prowadzenie rejestru takich działań;

h) zarządzanie danymi, dokumentami i oprogramowaniem oraz kontrolowanie ich;

i) zarządzanie pozycjami kalibracji i materiałami odniesienia;

j) zapewnianie jakości w odniesieniu do kalibracji i wyników badań, w tym regularny udział w programach badania biegłości, stosowanie metod analitycznych do certyfikowanych materiałów referencyjnych lub porównywanie wyników z laboratorium akredytowanym;

k) zarządzanie procesami zlecanymi na zewnątrz;

l) zarządzanie przydziałami, reklamacjami klientów i zapewnianie terminowego podejmowania działań naprawczych.

Artykuł 35

Częstotliwości analiz

1. Prowadzący instalację stosuje minimalne częstotliwości analiz odnośnych paliw i materiałów wyszczególnione w załączniku VII. Załącznik VII będzie regularnie poddawany przeglądowi, po raz pierwszy nie później niż dwa lata po wejściu w życie niniejszego rozporządzenia.

▼B

2. Właściwy organ może również zezwolić prowadzącemu instalację na zastosowanie innej częstotliwości niż ta, o której mowa w ust. 1, jeśli minimalne częstotliwości nie są dostępne lub jeśli prowadzący instalację wykaże jeden z poniższych warunków:

a) z danych historycznych, w tym wyników analiz dotyczących odnośnych paliw lub materiałów w okresie sprawozdawczym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres sprawozdawczy, wynika, że wszelka zmienność wyników analiz dotyczących odnośnego paliwa lub materiału nie przekracza 1/3 wartości niepewności, której prowadzący instalację musi przestrzegać w odniesieniu do wyznaczania wartości danych dotyczących działalności związanych z odnośnym paliwem lub materiałem;

b) stosowanie wymaganej częstotliwości prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów.

Podsekcja 4

Szczególne współczynniki obliczeniowe

Artykuł 36

Współczynniki emisji dla CO_2

1. Prowadzący instalację wyznacza współczynniki emisji właściwe dla poszczególnych rodzajów działań, dotyczące emisji CO_2.

2. Współczynniki emisji dla paliw, w tym używanych jako wsad do procesu, wyraża się jako t CO_2/TJ.

Właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na stosowanie współczynnika emisji dla paliwa wyrażonego jako t CO_2/t lub t CO_2/Nm^3 w przypadku emisji z procesów spalania, jeśli zastosowanie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO_2/TJ wiąże się z nieracjonalnymi kosztami lub jeśli dzięki zastosowaniu takiego współczynnika emisji można osiągnąć co najmniej równoważną dokładność w obliczeniu wielkości emisji.

3. Do celów przeliczenia zawartości węgla pierwiastkowego na odpowiednią wartość współczynnika emisji powiązanego z CO_2 lub na odwrót prowadzący instalację stosuje współczynnik ►C1 3,664 t CO_2/t C. ◄

Artykuł 37

Współczynniki utleniania i konwersji

1. W celu wyznaczenia współczynników utleniania lub konwersji prowadzący instalację stosuje co najmniej poziom dokładności 1. Jeśli współczynnik emisji uwzględnia wpływ niecałkowitego utlenienia lub konwersji, prowadzący instalację stosuje współczynnik utleniania lub konwersji wynoszący 1.

Właściwy organ może jednak wymagać od prowadzących instalacje stałego stosowania poziomu dokładności 1.

▼B

2. Jeśli w instalacji używa się kilku paliw, a w odniesieniu do określonego współczynnika utleniania ma być zastosowany poziom dokładności 3, prowadzący instalację może wystąpić do właściwego organu o zatwierdzenie jednego lub obu poniższych sposobów postępowania:

a) wyznaczanie jednego zagregowango współczynnika utleniania dla całego procesu spalania i stosowanie go do wszystkich paliw;

b) przypisanie niecałkowitego utlenienia jednemu głównemu strumieniowi materiałów wsadowych i stosowanie współczynnika utleniania wynoszącego 1 w odniesieniu do pozostałych strumieni materiałów wsadowych.

W przypadku użycia biomasy lub paliw mieszanych prowadzący instalację przedstawia dowody, że zastosowanie lit. a) lub b) akapitu pierwszego nie prowadzi do niedoszacowania emisji.

Podsekcja 5

Biomasa

Artykuł 38

Strumienie materiałów wsadowych złożone z biomasy

1. Prowadzący instalację może wyznaczać wartość danych dotyczących działalności odnoszących się do strumieni materiałów wsadowych złożonych z biomasy bez zastosowania poziomów dokładności i przedstawiania danych z analiz dotyczących zawartości biomasy, jeśli dany strumień materiałów wsadowych składa się wyłącznie z biomasy, a prowadzący instalację może zagwarantować, że nie jest on zanieczyszczony innymi materiałami ani paliwami.

2. Współczynnik emisji dla biomasy wynosi 0.

Współczynnik emisji dla paliwa lub materiału mieszanego oblicza się i zgłasza jako wstępny współczynnik emisji wyznaczony zgodnie z art. 30, pomnożony przez wartość frakcji kopalnej paliwa lub materiału.

3. Za biomasę nie uznaje się frakcji torfowych, ksylitowych i kopalnych w paliwach lub materiałach mieszanych.

4. Jeśli frakcja biomasy w paliwach lub materiałach mieszanych wynosi 97 % lub więcej bądź jeśli ze względu na ilość emisji związanych z frakcją kopalną paliwa lub materiału kwalifikuje się jako strumień materiałów wsadowych *de minimis*, właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na stosowanie metodyki nieuwzględniającej poziomów dokładności, w tym metody bilansu energii, w celu określania wartości danych dotyczących działalności oraz odpowiednich współczynników obliczeniowych, chyba że odpowiednia wartość ma zostać wykorzystana do odjęcia CO_2 pochodzącego z biomasy od wartości emisji wyznaczonej w drodze ciągłego pomiaru emisji.

▼B

Artykuł 39

Wyznaczanie wartości biomasy i frakcji kopalnej

1. Jeśli z zastrzeżeniem wymaganego poziomu dokładności, a także dostępności właściwych wartości domyślnych, o których mowa w art. 31 ust. 1, wartość frakcji biomasy określonego paliwa lub materiału wyznacza się w drodze analiz, prowadzący instalację wyznacza taką wartość frakcji biomasy na podstawie odpowiedniej normy oraz z zastosowaniem określonych w niej metod analitycznych, a ponadto stosuje taką normę tylko w przypadku jej zatwierdzenia przez właściwy organ.

2. Jeśli wyznaczenie wartości frakcji biomasy paliwa lub materiału mieszanego w drodze analizy zgodnie z ust. 1 nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację prowadzi obliczenia, przyjmując standardowe współczynniki emisji i wartości frakcji biomasy dla paliw i materiałów mieszanych oraz stosując metody szacowania opublikowane przez Komisję.

W przypadku braku takich standardowych współczynników i wartości, prowadzący instalację zakłada brak udziału biomasy lub przedstawia właściwemu organowi do zatwierdzenia metodę szacowania służącą wyznaczeniu wartości frakcji biomasy. W przypadku paliw lub materiałów pochodzących z procesów produkcji o zdefiniowanych i dających się wskazać strumieniach wejściowych prowadzący instalację może oprzeć takie oszacowanie na bilansie masowym węgla pierwiastkowego zarówno kopalnego, jak i pochodzącego z biomasy, wprowadzanego do procesu lub opuszczającego go.

3. W drodze odstępstwa od przepisów art. 30 ust. 1 i 2, jeśli ustanowiono system gwarancji pochodzenia na podstawie art. 2 lit. j) i art. 15 dyrektywy 2009/28/WE dla biogazu wprowadzanego do sieci gazowniczej, a następnie z niej usuwanego, prowadzący instalację nie stosuje analiz do wyznaczania frakcji biomasy.

SEKCJA 3

Metodyka oparta na pomiarach

Artykuł 40

Zastosowanie metodyki monitorowania opartej na pomiarach

Prowadzący instalację stosuje metodykę monitorowania opartą na pomiarach w odniesieniu do wszystkich emisji podtlenku azotu (N_2O) zgodnie z załącznikiem IV oraz w odniesieniu do określania ilości przenoszonego CO_2 zgodnie z art. 49.

Ponadto prowadzący instalację może stosować metodykę monitorowania opartą na pomiarach w odniesieniu do źródeł emisji CO_2, jeśli jest w stanie przedstawić dowody zgodności z poziomami dokładności wymaganymi zgodnie z art. 41 dla każdego źródła emisji.

▼B

Artykuł 41

Wymogi dotyczące poziomów dokładności

1. W odniesieniu do każdego źródła emisji emitującego ponad 5 tys. ton $CO_{2(e)}$ rocznie lub odpowiedzialnego za więcej niż 10 % całkowitych rocznych emisji z instalacji, zależnie od tego, która z wartości jest wyższa w kategoriach bezwzględnych wielkości emisji, prowadzący instalację stosuje najwyższy poziom dokładności wymieniony w sekcji 1 załącznika VIII. W przypadku wszystkich pozostałych źródeł prowadzący instalację stosuje poziom dokładności niższy co najmniej o jeden od najwyższego poziomu dokładności.

2. Kolejny niższy poziom dokładności można zastosować w przypadku odnośnego źródła emisji, przy czym musi to być co najmniej poziom 1, tylko wówczas, gdy prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób przekonujący dla właściwego organu, że zastosowanie poziomu dokładności wymaganego zgodnie z ust. 1 nie jest wykonalne technicznie lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów, tak samo jak zastosowanie metodyki opartej na obliczeniach z wykorzystaniem poziomów dokładności wymaganych na mocy art. 26.

Artykuł 42

Normy pomiarowe i laboratoria

1. Wszystkie pomiary przeprowadza się z zastosowaniem metod opartych na normach EN 14181 Emisje ze źródeł stacjonarnych – Zapewnienie jakości zautomatyzowanych systemów pomiarowych, EN 15259 Jakość powietrza – Pomiary emisji ze źródeł stacjonarnych – Wymagania dotyczące odcinków pomiarowych i miejsc pomiaru, celu i planu pomiaru oraz sprawozdania z pomiaru, oraz na innych odpowiednich normach EN.

Jeżeli takie normy są niedostępne, stosuje się metody oparte na odpowiednich normach ISO, normach opublikowanych przez Komisję lub normach krajowych. Jeśli nie istnieją żadne opublikowane właściwe normy, stosuje się odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk przemysłowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.

Prowadzący instalację uwzględnia wszystkie istotne aspekty systemu ciągłych pomiarów, w tym lokalizację urządzeń, kalibrację, pomiary, zapewnianie jakości i kontrolę jakości.

2. Prowadzący instalację zapewnia, aby laboratoria przeprowadzające pomiary, kalibrację oraz ocenę odnośnych urządzeń dla systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) były akredytowane zgodnie z normą EN ISO/IEC 17025 w odniesieniu do odpowiednich metod analitycznych lub kalibracji.

Jeśli laboratorium nie posiada takiej akredytacji, prowadzący instalację zapewnia spełnienie równoważnych wymogów art. 34 ust. 2 i 3.

▼B

Artykuł 43

Wyznaczanie wielkości emisji

1. Prowadzący instalację wyznacza roczną wielkość emisji ze źródła emisji w okresie sprawozdawczym, podsumowując za cały okres sprawozdawczy wszystkie wartości godzinowe zmierzonego stężenia gazów cieplarnianych pomnożone przez wartości godzinowe przepływu spalin, przy czym wartości godzinowe stanowią średnie wartości wszystkich indywidualnych wyników pomiarów w odnośnej godzinie działania.

W przypadku emisji CO_2 prowadzący instalację wyznacza roczną wielkość emisji na podstawie równania 1 w załączniku VIII. CO emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO_2.

W przypadku podtlenku azotu (N_2O) prowadzący instalację wyznacza roczną wielkość emisji na podstawie równania w podsekcji B.1, sekcja 16 załącznika IV.

2. Jeżeli istnieje kilka źródeł emisji w jednej instalacji i nie można ich zmierzyć jako jednego źródła, prowadzący instalację mierzy emisje z takich źródeł emisji oddzielnie i sumuje wyniki, otrzymując całkowitą wielkość emisji danego gazu w okresie sprawozdawczym.

3. Prowadzący instalację wyznacza stężenie gazów cieplarnianych w spalinach w drodze ciągłych pomiarów w reprezentatywnym punkcie, stosując jeden z następujących sposobów:

a) pomiar bezpośredni;

b) w przypadku wysokiego stężenia w spalinach obliczenia stężenia przez pośredni pomiar stężenia z zastosowaniem równania 3 w załączniku VIII oraz z uwzględnieniem zmierzonych wartości stężenia wszystkich innych składników w strumieniu gazów zgodnie z planem monitorowania prowadzącego instalację.

4. W stosownych przypadkach prowadzący instalację wyznacza oddzielnie każdą ilość CO_2 pochodzącą z biomasy, stosując metodykę monitorowania opartą na obliczeniach, i odejmuje ją od całkowitej wielkości zmierzonych emisji CO_2.

5. Prowadzący instalację wyznacza wartość przepływu spalin do celów obliczenia zgodnie z ust. 1 za pomocą jednej z następujących metod:

a) obliczenia z zastosowaniem odpowiedniego bilansu masowego, z uwzględnieniem wszystkich istotnych parametrów od strony wejścia, w tym w przypadku emisji CO_2 co najmniej ładunków materiału wsadowego, dopływu powietrza i sprawności procesu, a także od strony wyjścia, w tym co najmniej wielkości produkcji oraz stężenia O_2, SO_2 i NO_x;

b) wyznaczenia w drodze ciągłego pomiaru przepływu w reprezentatywnym punkcie.

▼B

Artykuł 44

Agregowanie danych

1. Prowadzący instalację oblicza średnie wartości godzinowe dla każdego parametru, w tym stężenia i przepływu spalin, istotnego dla wyznaczania wielkości emisji z zastosowaniem metodyki opartej na pomiarach, wykorzystując wszystkie punkty danych dostępne dla danej określonej godziny.

Jeśli prowadzący instalację jest w stanie pozyskać dane dotyczące krótszych okresów referencyjnych bez ponoszenia dodatkowych kosztów, wykorzystuje takie okresy do wyznaczania rocznej wielkości emisji zgodnie z art. 43 ust. 1.

2. Jeśli urządzenie do prowadzenia ciągłego pomiaru danego parametru jest poza kontrolą, poza zasięgiem lub nie działa przez część godziny lub okresu referencyjnego, o którym mowa w ust. 1, prowadzący instalację oblicza odnośną średnią godzinową proporcjonalnie do pozostałych punktów danych dla takiej określonej godziny lub krótszego okresu referencyjnego, pod warunkiem że dostępnych jest co najmniej 80 % maksymalnej liczby punktów danych odnoszących się do parametru. Artykuł 45 ust. 2–4 ma zastosowanie w przypadku, gdy dostępnych jest mniej niż 80 % maksymalnej liczby punktów danych dla danego parametru.

Artykuł 45

Brakujące dane

1. Jeśli urządzenie pomiarowe w systemie ciągłego monitorowania emisji nie działa przez ponad pięć kolejnych dni w dowolnym roku kalendarzowym, prowadzący instalację bezzwłocznie informuje o tym właściwy organ i proponuje odpowiednie środki mające na celu poprawę jakości odnośnego systemu ciągłego monitorowania emisji.

2. W przypadku gdy nie można otrzymać prawidłowego zbioru danych z godziny lub krótszego okresu referencyjnego zgodnie z art. 44 ust. 1 dla jednego lub większej liczby parametrów do celów metodyki opartej na pomiarach ze względu na brak kontroli nad urządzeniem, brak zasięgu lub jego niesprawność, prowadzący instalację wyznacza wartości zastępujące dla każdej brakującej godziny danych.

3. W przypadku gdy nie można otrzymać prawidłowego zbioru danych z godziny lub krótszego okresu referencyjnego dla parametru mierzonego bezpośrednio, takiego jak stężenie, prowadzący instalację oblicza wartość zastępującą jako sumę średniego stężenia i dwukrotności odchylenia standardowego związanego z taką średnią, stosując równanie 4 w załączniku VIII.

Jeśli okres sprawozdawczy nie ma zastosowania do wyznaczania takich wartości zastępczych ze względu na znaczne zmiany technologiczne w instalacji, prowadzący instalację uzgadnia z właściwym organem reprezentatywne ramy czasowe wyznaczania średniej i odchylenia standardowego, w miarę możliwości obejmujące jeden rok.

▼B

4. W przypadku gdy nie można uzyskać prawidłowego zbioru danych z godziny dla parametru innego niż stężenie, prowadzący instalację uzyskuje wartości zastępcze takiego parametru za pomocą odpowiedniego modelu bilansu masowego lub bilansu energii w procesie. Prowadzący instalację dokonuje walidacji wyników, wykorzystując pozostałe zmierzone parametry metodyki opartej na pomiarach oraz dane w normalnych warunkach pracy, z uwzględnieniem okresu o takim samym czasie trwania, co luka w danych.

Artykuł 46

Obliczenie potwierdzające wielkości emisji

Prowadzący instalację potwierdza wielkości emisji wyznaczone z zastosowaniem metodyki opartej na pomiarach, z wyjątkiem emisji podtlenku azotu (N_2O) z produkcji kwasu azotowego i gazów cieplarnianych przenoszonych do sieci transportowej lub na składowisko, obliczając roczne wielkości emisji każdego z branych pod uwagę gazów cieplarnianych w odniesieniu do tych samych źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych.

Zastosowanie metodyki wykorzystującej poziomy dokładności nie jest wymagane.

SEKCJA 4

Przepisy szczególne

Artykuł 47

Instalacje o niskim poziomie emisji

1. Właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na przedstawienie uproszczonego planu monitorowania zgodnie z art. 13, pod warunkiem że prowadzący instalację eksploatuje instalację o niskim poziomie emisji.

Akapit pierwszy nie ma zastosowania do instalacji, w których prowadzone są działania obejmujące N_2O zgodnie z załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE.

2. Do celów ust. 1 akapit 1 instalację uważa się za instalację o niskim poziomie emisji w przypadku spełnienia co najmniej jednego z następujących warunków:

a) średnia roczna wielkość emisji z danej instalacji zgłoszona w zweryfikowanym raporcie na temat wielkości emisji w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy, bez uwzględniania CO_2 pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO_2, wynosiła mniej niż 25 tys. t $CO_{2(e)}$ rocznie;

b) dane dotyczące średniej rocznej wielkości emisji, o której mowa w lit. a), nie są dostępne lub nie mają już zastosowania ze względu na zmiany granic instalacji lub zmiany w warunkach działania instalacji, lecz roczna wielkość emisji z takiej instalacji przez następne pięć lat, bez uwzględniania CO_2 pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO_2, będzie wynosić, przy zastosowaniu metody zachowawczego szacowania, mniej niż 25 tys. ton $CO_{2(e)}$ rocznie.

3. Od prowadzącego instalację o niskim poziomie emisji nie wymaga się przedłożenia dokumentów uzupełniających, o których mowa w art. 12 ust. 1, a także jest on zwolniony z wymogu raportowania w zakresie udoskonaleń, o których mowa w art. 69 ust. 4.

▼B

4. W drodze odstępstwa od art. 27, prowadzący instalację o niskim poziomie emisji może wyznaczać ilość paliwa lub materiału, wykorzystując dostępne i udokumentowane rejestry zakupów i szacowane zmiany w zapasach. Prowadzący instalację jest również zwolniony z wymogu przedstawienia właściwemu organowi oceny niepewności, o której mowa w art. 28 ust. 2.

5. Prowadzący instalację o niskim poziomie emisji jest zwolniony z określonego w art. 28 ust. 2 wymogu wyznaczania wartości danych dotyczących zapasów na początku i na końcu okresu sprawozdawczego, jeśli miejsca składowania są w stanie pomieścić co najmniej 5 % rocznego zużycia paliwa lub materiału w okresie sprawozdawczym, w celu uwzględnienia odnośnej niepewności w ocenie niepewności.

6. W drodze odstępstwa od art. 26 ust. 1 prowadzący instalację o niskim poziomie emisji może stosować co najmniej poziom dokładności 1 do celów wyznaczania wartości danych dotyczących działalności i współczynników obliczeniowych dla wszystkich strumieni materiałów wsadowych, chyba że osiągnięcie większej dokładności jest możliwe bez dodatkowego wysiłku dla prowadzącego instalację, przy czym prowadzący instalację nie musi przedstawiać dowodów potwierdzających, że stosowanie wyższych poziomów dokładności nie jest technicznie wykonalne lub pociągałoby za sobą nieracjonalne koszty.

7. Do celów wyznaczania współczynników obliczeniowych na podstawie analiz zgodnych z art. 32 prowadzący instalację o niskim poziomie emisji może korzystać z dowolnego laboratorium, które posiada kompetencje techniczne i jest w stanie osiągać technicznie prawidłowe wyniki przy zastosowaniu odpowiednich procedur analitycznych, a także może udowodnić stosowanie środków zapewniania jakości, o których mowa w art. 34 ust. 3.

8. Jeśli w przypadku instalacji o niskim poziomie emisji podlegającej uproszczonemu monitorowaniu w dowolnym roku kalendarzowym zostanie przekroczony próg, o którym mowa w ust. 2, jej prowadzący bezzwłocznie powiadamia o tym właściwy organ.

Prowadzący instalację niezwłocznie zgłasza każdą istotną zmianę planu monitorowania w rozumieniu art. 15 ust. 3 lit. b) właściwemu organowi do zatwierdzenia.

Właściwy organ zezwala jednak prowadzącemu instalację na dalsze prowadzenie uproszczonego monitorowania, pod warunkiem że prowadzący instalację wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że w ciągu ostatnich pięciu okresów sprawozdawczych nie przekroczono już wartości progowej, o której mowa w ust. 2, oraz że nie zostanie ona przekroczona ponownie w kolejnym okresie sprawozdawczym i dalszych okresach.

Artykuł 48

CO_2 związany w paliwie

1. CO_2 związany w paliwie, który jest przenoszony do instalacji, w tym zawarty w gazie ziemnym lub w gazie odlotowym, włącznie z gazem wielkopiecowym lub gazem koksowniczym, uwzględnia się we współczynniku emisji dla takiego paliwa.

▼B

2. Jeśli CO_2 związany w paliwie pochodzi z rodzaju działań objętych załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE lub włączonych na mocy art. 24 wspomnianej dyrektywy, a następnie jest przenoszony z instalacji jako część paliwa do innej instalacji i rodzaju działań objętych wspomnianą dyrektywą, nie liczy się go jako emisji z instalacji, z której pochodzi.

Jeśli jednak CO_2 związany w paliwie jest emitowany bądź też przenoszony z takiej instalacji do obiektów nieobjętych wspomnianą dyrektywą, liczy się go jako emisje z instalacji, z której pochodzi.

3. Prowadzący instalacje mogą wyznaczać ilości przenoszonego z instalacji CO_2 związanego w paliwie zarówno w instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej. W takim przypadku ilości CO_2 związanego w paliwie, odpowiednio, przenoszonego i odbieranego, są identyczne.

Jeżeli ilości przenoszonego i odbieranego CO_2 nie są identyczne, a rozbieżność wartości można wytłumaczyć niepewnością systemów pomiarowych, w raporcie na temat wielkości emisji zarówno z instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej podaje się średnią arytmetyczną z obu pomiarów. W takich przypadkach w raporcie na temat wielkości zamieszcza się wzmiankę o dostosowaniu odnośnej wartości.

W przypadku gdy rozbieżności między wartościami nie można wytłumaczyć zatwierdzonym zakresem niepewności systemów pomiarowych, prowadzący instalację przesyłającą i odbiorczą dostosowują wartości, stosując korekty zachowawcze zatwierdzone przez właściwy organ.

Artykuł 49

Przenoszony CO_2

1. Prowadzący instalację odejmuje od wielkości emisji z instalacji każdą ilość CO_2 pochodzącego z węgla pierwiastkowego kopalnego używanego w rodzajach działań objętych załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE, która nie została wyemitowana z instalacji, lecz została przeniesiona poza tę instalację do dowolnego z poniższych obiektów:

a) instalacji wychwytującej w celu transportu i długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;

b) sieci transportowej w celu długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;

c) składowiska dopuszczonego na mocy dyrektywy 2009/31/WE w celu długoterminowego geologicznego składowania.

W przypadku przenoszenia CO_2 poza instalację w innych celach nie dopuszcza się odejmowania CO_2 od wielkości emisji z instalacji.

▼B

2. Prowadzący instalację, z której przeniesiono CO_2, wskazuje w rocznym raporcie na temat wielkości emisji kod identyfikacyjny instalacji odbiorczej uznany zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) nr 1193/2011 z dnia 18 listopada 2011 r. ustanawiającym rejestr Unii na okres rozliczeniowy rozpoczynający się dnia 1 stycznia 2013 r. oraz na kolejne okresy rozliczeniowe w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz decyzją nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniającym rozporządzenia Komisji (WE) nr 2216/2004 i (UE) nr 920/2010 ([1]).

Akapit pierwszy ma zatem zastosowanie do instalacji odbiorczej w odniesieniu do kodu identyfikacyjnego instalacji przesyłającej.

3. W celu oznaczenia ilości CO_2 przenoszonego z jednej instalacji do drugiej prowadzący instalację stosuje metodykę opartą na pomiarach w tym zgodnie z art. 43, 44 i 45. Źródło emisji odpowiada punktowi pomiarowemu, a wielkość emisji wyraża się jako ilość przeniesionego CO_2.

4. W celu wyznaczenia ilości CO_2 przenoszonego z jednej instalacji do drugiej prowadzący instalację stosuje poziom dokładności 4 określony w sekcji 1 załącznika VIII.

Prowadzący instalację może jednak zastosować następny z kolei niższy poziom dokładności pod warunkiem stwierdzenia przez niego, że zastosowanie poziomu dokładności 4 zdefiniowanego w sekcji 1 załącznika VIII nie jest wykonalne technicznie lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

5. Prowadzący instalacje mogą wyznaczać ilości przenoszonego z instalacji CO_2 zarówno w instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej. W takim przypadku zastosowanie ma art. 48 ust. 3.

ROZDZIAŁ IV

MONITOROWANIE EMISJI I DANYCH DOTYCZĄCYCH TONOKILOMETRÓW Z DZIAŁAŃ LOTNICZYCH

Artykuł 50

Przepisy ogólne

1. Każdy operator statku powietrznego prowadzi monitorowanie i raportowanie w zakresie emisji z działań lotniczych w odniesieniu do wszystkich lotów uwzględnionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, wykonywanych przez operatora statku powietrznego w okresie sprawozdawczym, a także takich, za które operator statku powietrznego jest odpowiedzialny.

W tym celu operator statku powietrznego przypisuje wszystkie loty do roku kalendarzowego odpowiednio do czasu odlotu mierzonego zgodnie z uniwersalnym czasem skoordynowanym.

2. Operator statku powietrznego zamierzający ubiegać się o nieodpłatne przyznanie uprawnień do emisji zgodnie z art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE monitoruje także dane dotyczące tonokilometrów odnoszące się do tych samych lotów w odnośnych monitorowanych latach.

([1]) Dz.U. L 315 z 29.11.2011, s. 1.

▼B

3. W celu identyfikacji konkretnego odpowiedzialnego za lot operatora statku powietrznego, o którym mowa w art. 3 lit. o) dyrektywy 2003/87/WE wykorzystuje się sygnał wywoławczy używany do celów kontroli ruchu lotniczego. Sygnałem wywoławczym będzie jedno z następujących oznaczeń:

a) oznacznik ICAO określony w polu 7 planu lotu;

b) jeśli nie jest dostępny oznacznik ICAO operatora statku powietrznego, znaki rejestracyjne statków powietrznych.

4. Jeśli nie jest znana tożsamość operatora statku powietrznego, właściwy organ uznaje za operatora statku powietrznego właściciela statku powietrznego, chyba że wykaże on tożsamość odpowiedzialnego operatora statku powietrznego.

Artykuł 51

Przedkładanie planów monitorowania

1. Co najmniej cztery miesiące przed podjęciem działania lotniczego wymienionego w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE operator statku powietrznego przedkłada właściwemu organowi plan monitorowania dotyczący monitorowania i raportowania w zakresie emisji zgodnie z art. 12.

W drodze odstępstwa od akapitu pierwszego operator statku powietrznego wykonujący po raz pierwszy działanie lotnicze wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, które nie mogło być przewidziane cztery miesiące przed jego rozpoczęciem, przedkłada właściwemu organowi plan monitorowania, bez zbędnej zwłoki, ale nie później niż sześć tygodni po wykonaniu danego działania. Operator statku powietrznego przedstawia właściwemu organowi odpowiednie uzasadnienie, dlaczego plan monitorowania nie mógł być przedłożony cztery miesiące przed podjęciem działania.

Jeśli administrujące państwo członkowskie, o którym mowa w art. 18a dyrektywy 2003/87/WE, nie jest z góry znane, operator statku powietrznego przedkłada plan monitorowania bezzwłocznie po uzyskaniu dostępu do informacji o właściwym organie administrującego państwa członkowskiego.

2. Jeśli operator statku powietrznego zamierza ubiegać się o nieodpłatne przyznanie przydziałów zgodnie z art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE, przedkłada również plan monitorowania odnoszący się do monitorowania i raportowania w zakresie danych dotyczących tonokilometrów. Taki plan monitorowania przedkłada się co najmniej cztery miesiące przed rozpoczęciem jednego z następujących okresów:

a) monitorowanego roku, o którym mowa w art. 3e ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE w przypadku wniosków zgodnych ze wspomnianym artykułem;

b) drugiego roku kalendarzowego okresu, o którym mowa w art. 3c ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE w przypadku wniosków zgodnych z art. 3f wspomnianej dyrektywy.

▼B

Artykuł 52

Metodyka monitorowania emisji z działań lotniczych

1. Każdy operator statku powietrznego wyznacza roczną wielkość emisji CO_2 z działań lotniczych, mnożąc roczne zużycie każdego paliwa wyrażone w tonach przez odpowiedni współczynnik emisji.

2. Każdy operator statku powietrznego wyznacza zużycie paliwa w odniesieniu do każdego lotu i każdego paliwa, uwzględniając paliwo zużyte przez dodatkową jednostkę napędową. W tym celu operator statku powietrznego stosuje jedną z metod określonych w sekcji 1 załącznika III. Operator statku powietrznego dokonuje wyboru metody, która umożliwia najpełniejsze i najszybsze zgromadzenie danych przy najmniejszej niepewności bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów.

3. Każdy operator statku powietrznego wyznacza ilość uzupełnianego paliwa, o której mowa w sekcji 1 załącznika III, na podstawie następujących danych:

a) pomiaru przeprowadzonego przez dostawcę paliwa, udokumentowanego potwierdzeniami dostaw paliwa lub fakturami dla każdego lotu;

b) danych z pokładowych systemów pomiarowych statku powietrznego odnotowanych w dokumentacji masy i wyważenia, w dzienniku technicznym statku powietrznego lub przesłanych w formie elektronicznej ze statku powietrznego do operatora statku powietrznego.

4. Operator statku powietrznego wyznacza ilość paliwa znajdującego się w zbiorniku, korzystając z danych z pokładowych systemów pomiarowych statku powietrznego i odnotowanych w dokumentacji masy i wyważenia, w dzienniku technicznym statku powietrznego lub przesyłanych w formie elektronicznej ze statku powietrznego do operatora statku powietrznego.

5. Operatorzy statków powietrznych stosują poziom dokładności 2, określony w sekcji 2 załącznika III.

Niemniej jednak, operatorzy statków powietrznych, których średnie zgłaszane roczne wielkości emisji w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy były równe lub mniejsze niż 50 tys. ton kopalnego CO_2, mogą stosować co najmniej poziom dokładności 1 zdefiniowany w sekcji 2 załącznika III. Wszyscy operatorzy statków powietrznych mogą stosować co najmniej poziom dokładności 1 zdefiniowany w sekcji 2 załącznika III w odniesieniu do strumieni materiałów wsadowych łącznie odpowiadających mniej niż 5 tys. t kopalnego CO_2 rocznie lub mniej niż 10 %, do maksymalnej łącznej wielkości wkładu wynoszącej 100 tys. t kopalnego CO_2 rocznie, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą w ujęciu bezwzględnym. Jeśli do celów niniejszego akapitu zgłoszone dane dotyczące emisji nie są dostępne lub nie mają już zastosowania, operator statku powietrznego może zastosować zachowawcze oszacowane lub prognozę, aby wyznaczyć średnią roczną wielkość emisji.

▼B

6. Jeżeli ilość uzupełnianego paliwa lub ilość paliwa pozostałego w zbiornikach wyznacza się w jednostkach objętości i wyraża w litrach, operator statku powietrznego przelicza takie wartości z jednostek objętości na jednostki masy, stosując wartości gęstości rzeczywistej. Operator statku powietrznego wyznacza gęstość rzeczywistą, korzystając z jednego z następujących sposobów:

a) zastosowanie pokładowych systemów pomiarowych;

b) wykorzystanie gęstości rzeczywistej zmierzonej przez dostawcę paliwa przy uzupełnianiu zapasu paliwa i odnotowanej na fakturze za paliwo lub na potwierdzeniu dostawy.

Gęstość rzeczywistą wyraża się w kg/litr i ustala dla temperatury, w której dokonano określonego pomiaru.

W przypadkach, w których wartości gęstości rzeczywistej nie są dostępne, stosuje się, po zatwierdzeniu przez właściwy organ, współczynnik gęstości standardowej wynoszący 0,8 kg/litr.

7. Do celów obliczeń, o których mowa w ust. 1, operator statku powietrznego stosuje domyślne współczynniki emisji podane w tabeli 2 w załączniku III.

Do celów raportowania takie podejście uważa się za poziom dokładności 1. W przypadku paliw nieuwzględnionych we wspomnianej tabeli operator statku powietrznego wyznacza współczynnik emisji zgodnie z art. 32, przy czym to podejście uważa się za poziom dokładności 2. Wartość opałową takich paliw wyznacza się i zgłasza jako pozycję dodatkową.

8. W drodze odstępstwa od przepisów ust. 7, operator statku powietrznego może, po uzyskaniu zatwierdzenia ze strony właściwego organu, określić współczynnik emisji lub zawartość węgla pierwiastkowego, na której opiera się współczynnik i wartość opałową paliw w obrocie handlowym na podstawie rejestrów zakupów dotyczących odnośnego paliwa przekazanych przez dostawcę paliwa, pod warunkiem że określono je zgodnie z przyjętymi normami międzynarodowymi i nie można zastosować współczynników emisji wyszczególnionych w tabeli 2 w załączniku III.

Artykuł 53

Przepisy szczegółowe dotyczące biomasy

Artykuł 39 stosuje się odpowiednio do wyznaczania frakcji biomasy paliwa mieszanego.

Niezależnie od art. 39 ust. 2 właściwy organ zezwala na korzystanie z metodyki mającej jednolite zastosowanie we wszystkich państwach członkowskich do wyznaczania frakcji biomasy, stosownie do sytuacji.

▼B

Zgodnie z taką metodyką frakcję biomasy, wartość opałową i współczynnik emisji lub zawartość węgla pierwiastkowego w paliwie wykorzystywanym w objętych systemem EU ETS działaniach lotniczych wyszczególnionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE wyznacza się, korzystając z rejestrów zakupów paliwa.

Metodyka bazuje na wytycznych przedstawionych przez Komisję w celu ułatwienia jej spójnego zastosowania we wszystkich państwach członkowskich.

Wykorzystanie biopaliw w lotnictwie ocenia się zgodnie z art. 18 dyrektywy 2009/28/WE.

Artykuł 54

Małe podmioty uczestniczące w systemie

1. Operatorów statków powietrznych obsługujących mniej niż 243 loty na jeden okres w czasie trzech kolejnych czteromiesięcznych okresów oraz operatorów statków powietrznych obsługujących loty o całkowitej rocznej wielkości emisji wynoszącej mniej niż 25 tys. ton CO_2 na rok uważa się za małe podmioty uczestniczące w systemie.

2. W drodze odstępstwa od art. 52 małe podmioty uczestniczące w systemie mogą szacować zużycie paliwa przy pomocy narzędzi wprowadzonych przez Eurocontrol lub inną odpowiednią organizację, które są w stanie przetwarzać wszystkie istotne informacje dotyczące ruchu lotniczego, odpowiadające informacjom dostępnym dla organizacji Eurocontrol, a także unikać niedoszacowania wielkości emisji.

Właściwe narzędzia mogą być wykorzystywane wyłącznie po zatwierdzeniu ich przez Komisję z uwzględnieniem zastosowania współczynników korygujących w celu wyrównania wszelkich nieścisłości w metodach modelowania.

3. W drodze odstępstwa od przepisów art. 12 mały podmiot uczestniczący w systemie, który chce użyć dowolnego z narzędzi, o których mowa w ust. 2 niniejszego artykułu, może przedstawić w planie monitorowania emisji tylko następujące informacje:

a) informacje wymagane na mocy sekcji 2 załącznika I pkt 1;

b) dowody potwierdzające zgodność z wartościami progowymi dotyczącymi małych podmiotów uczestniczących w systemie określonymi w ust. 1 niniejszego artykułu;

c) nazwy lub odniesienia do narzędzia, o którym mowa w ust. 2 niniejszego artykułu i które będzie używane do szacowania zużycia paliwa.

Mały podmiot uczestniczący w systemie jest zwolniony z wymogu przedkładania dokumentów uzupełniających, o których mowa w art. 12 ust. 1 akapit trzeci.

4. Jeśli operator statku powietrznego korzysta z jednego z narzędzi, o których mowa w ust. 2, i przekracza wartości progowe, o których mowa w ust. 1 w ciągu roku sprawozdawczego, niezwłocznie powiadamia o tym właściwy organ.

▼B

Operator statku powietrznego niezwłocznie zgłasza każdą istotną zmianę planu monitorowania w rozumieniu art. 15 ust. 4 lit. a) pkt (vi) właściwemu organowi do zatwierdzenia.

Właściwy organ zezwala jednak operatorowi statku powietrznego na dalsze korzystanie z narzędzia, o którym mowa w ust. 2, pod warunkiem że operator statku powietrznego wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że w ciągu ostatnich pięciu okresów sprawozdawczych nie przekroczono już wartości progowych, o których mowa w ust. 1, oraz że nie zostaną one przekroczone ponownie w kolejnym okresie sprawozdawczym i dalszych okresach.

Artykuł 55

Źródła niepewności

1. Operator statku powietrznego identyfikuje źródła niepewności i powiązane z nimi poziomy niepewności. Operator statku powietrznego uwzględnia takie informacje przy wyborze metodyki monitorowania zgodnie z art. 52 ust. 2.

2. Jeśli operator statku powietrznego wyznacza ilości uzupełnianego paliwa zgodnie z art. 52 ust. 3 lit. a), nie wymaga się od niego przedstawienia dodatkowych dowodów potwierdzających powiązany poziom niepewności.

3. W przypadku gdy do pomiaru ilości uzupełnianego paliwa lub paliwa zawartego w zbiornikach zgodnie z art. 52 ust. 3 lit. b), wykorzystuje się systemy pokładowe, poziom niepewności powiązany z pomiarem paliwa potwierdza się na oba poniższe sposoby:

a) specyfikacjami producenta statku powietrznego określającymi poziomy niepewności pokładowych systemów pomiaru paliwa;

b) dowodami przeprowadzania rutynowych kontroli właściwego działania systemów pomiaru paliwa.

4. Niezależnie od ust. 2 i 3 operator statku powietrznego może określić niepewności dla wszystkich pozostałych elementów metodyki monitorowania na podstawie zachowawczych osądów dokonywanych przez ekspertów z uwzględnieniem szacowanej liczby lotów w okresie sprawozdawczym.

5. Operator statku powietrznego regularnie prowadzi odpowiednie działania kontrolne, w tym kontrole krzyżowe ilości uzupełnianego paliwa, określonej na fakturach, oraz ilości takiego paliwa ustalonej w wyniku pomiaru pokładowego, a w przypadku wystąpienia istotnych odchyleń podejmuje działania naprawcze.

Artykuł 56

Wyznaczanie wartości danych dotyczących tonokilometrów

1. Operator statku powietrznego zamierzający ubiegać się o nieodpłatne przyznanie przydziałów zgodnie z art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE monitoruje dane dotyczące tonokilometrów odnoszące się do wszystkich lotów objętych załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE w monitorowanych latach, do których odnosi się taki wniosek.

▼B

2. Operator statku powietrznego oblicza wartość danych dotyczących tonokilometrów mnożąc odległość, ustaloną zgodnie z sekcją 4 załącznika III i wyrażoną w kilometrach (km) przez ładunek handlowy obliczony jako suma masy ładunku, poczty i pasażerów i odprawionego bagażu, wyrażony w tonach (t).

3. Operator statku powietrznego wyznacza masę ładunku i poczty na podstawie rzeczywistej i standardowej masy wskazanej w dokumentacji masy i wyważenia dla odnośnych lotów.

Operatorzy statków powietrznych, którzy nie mają obowiązku posiadania dokumentacji masy i wyważenia proponują w planie monitorowania odpowiednią metodykę wyznaczania masy ładunku i poczty, nie uwzględniając tary w postaci wszystkich palet i pojemników niestanowiących ładunku handlowego, a także ciężaru roboczego.

4. Operator statku powietrznego wyznacza masę pasażerów, stosując jeden z następujących poziomów dokładności:

a) poziom dokładności 1: polega na zastosowaniu domyślnej wartości 100 kg dla każdego pasażera łącznie z odprawionym bagażem;

b) poziom dokładności 2: polega na wykorzystaniu w odniesieniu do każdego lotu masy pasażerów i odprawionego bagażu podanej w dokumentacji masy i wyważenia.

Wybrany poziom dokładności ma jednak zastosowanie do wszystkich lotów w monitorowanych latach, których dotyczą wnioski zgodne z art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE.

ROZDZIAŁ V

ZARZĄDZANIE DANYMI I ICH KONTROLA

Artykuł 57

Działania w zakresie przepływu danych

1. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego ustala, dokumentuje, wdraża i utrzymuje pisemne procedury dotyczące działań w zakresie przepływu danych w odniesieniu do monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz zapewnia, aby roczny raport na temat wielkości emisji, przygotowany w ramach działań w zakresie przepływu danych, nie zawierał nieprawidłowości oraz aby był zgodny z planem monitorowania, wspomnianymi pisemnymi procedurami i niniejszym rozporządzeniem.

Jeśli operator statku powietrznego zamierza ubiegać się o nieodpłatne przyznanie uprawnień do emisji zgodnie z art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE, akapit pierwszy ma zastosowanie również do monitorowania i raportowania w zakresie danych dotyczących tonokilometrów.

2. Opisy pisemnych procedur odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych zawarte w planie monitorowania obejmują co najmniej następujące elementy:

a) informacje wyszczególnione w art. 12 ust. 2;

▼B

b) identyfikację źródeł danych pierwotnych;

c) każdy etap przepływu danych, od danych pierwotnych po dane dotyczące rocznej wielkości emisji lub tonokilometrów, w sposób odzwierciedlający kolejność działań w zakresie przepływu danych oraz interakcję między nimi;

d) odpowiednie etapy przetwarzania odnoszące się do każdego określonego działania w zakresie przepływu danych, w tym wzory i dane wykorzystane w celu wyznaczenia wielkości emisji lub wartości danych dotyczących tonokilometrów;

e) odpowiednie stosowane elektroniczne systemy przetwarzania i przechowywania danych, a także interakcję między takimi systemami a innymi drogami pozyskiwania danych, w tym ręcznym wprowadzaniem danych;

f) sposoby rejestracji wyników działań w zakresie przepływu danych.

Artykuł 58

System kontroli

1. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego ustala, dokumentuje, wdraża i utrzymuje skuteczny system kontroli w celu zapewnienia, aby roczny raport na temat wielkości emisji oraz, w stosownych przypadkach, raport dotyczący tonokilometrów, przygotowany w ramach działań w zakresie przepływu danych, nie zawierał nieprawidłowości oraz aby był zgodny z planem monitorowania i niniejszym rozporządzeniem.

2. System kontroli, o którym mowa w ust. 1, obejmuje następujące elementy:

a) przeprowadzenie przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego oceny ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej;

b) pisemne procedury odnoszące się do działań kontrolnych, mające na celu minimalizację zidentyfikowanych czynników ryzyka.

3. Pisemne procedury odnoszące się do działań kontrolnych, o których mowa w ust. 2 lit. b), obejmują co najmniej:

a) zapewnianie jakości urządzeń pomiarowych;

b) zapewnianie jakości systemu informatycznego wykorzystywanego do celów działań w zakresie przepływu danych, w tym technologie komputerowe służące kontroli procesu;

c) podział obowiązków odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych, a także zarządzanie niezbędnymi kompetencjami;

d) wewnętrzne przeglądy i walidację danych;

e) korekty i działania naprawcze;

f) kontrolę procesów zlecanych na zewnątrz;

g) prowadzenie rejestrów i dokumentacji, w tym zarządzanie wersjami dokumentów.

▼B

4. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego monitoruje skuteczność systemu kontroli, w tym przeprowadzając wewnętrzne przeglądy i uwzględniając ustalenia poczynione przez weryfikatora podczas weryfikacji rocznych raportów na temat wielkości emisji oraz, w stosownych przypadkach, raportów dotyczących tonokilometrów, prowadzonej na mocy rozporządzenia (UE) nr 600/2012.

Każdorazowo, gdy stwierdza się nieskuteczność systemu kontroli lub jego niewspółmierność do zidentyfikowanego ryzyka, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego podejmuje działania w celu udoskonalenia systemu kontroli i aktualizuje plan monitorowania bądź bazowe procedury pisemne odnoszące się do działań w zakresie przepływu danych, oceny ryzyka i działań kontrolnych, stosownie do przypadku.

Artykuł 59

Zapewnianie jakości

1. Do celów art. 58 ust. 3 lit. a) prowadzący instalację lub operator statku powietrznego zapewnia regularną kalibrację, regulację i kontrolę wszystkich odpowiednich urządzeń pomiarowych przed ich użyciem oraz ich sprawdzenie pod kątem zgodności z normami pomiarowymi odpowiadającymi międzynarodowym normom pomiarowym, o ile są dostępne, zgodnie z wymaganiami niniejszego rozporządzenia i proporcjonalnie do ryzyka zidentyfikowanego.

Jeżeli części składowe systemu pomiarowego nie mogą być skalibrowane, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego wskazuje je w planie monitorowania i proponuje alternatywne działania kontrolne.

W przypadku stwierdzenia, że urządzenie nie jest zgodne z wymogami pod względem wydajności, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego bezzwłocznie podejmuje niezbędne działania naprawcze.

2. W odniesieniu do systemów ciągłych pomiarów emisji prowadzący instalację stosuje środki zapewniania jakości zgodne z normą „Zapewnienie jakości zautomatyzowanych systemów pomiarowych” (EN 14181), w tym równoległe pomiary metodami referencyjnymi prowadzone co najmniej raz w roku przez pracowników posiadających odpowiednie kompetencje.

Jeśli takie środki zapewniania jakości wymagają dopuszczalnych poziomów emisji jako niezbędnych parametrów podstawy kalibracji i kontroli wydajności, zamiast takich dopuszczalnych poziomów emisji jako wartość zastępczą stosuje się średnie roczne stężenie godzinowe danego gazu cieplarnianego. Jeśli prowadzący instalację stwierdza brak zgodności z wymogami w zakresie zapewniania jakości, w tym konieczność ponownej kalibracji, zgłasza tę okoliczność właściwemu organowi i bezzwłocznie podejmuje działanie naprawcze.

▼B

Artykuł 60

Zapewnianie jakości technologii informacyjnych

Do celów art. 58 ust. 3 lit. b) prowadzący instalację lub operator statku powietrznego zapewnia, aby systemy informatyczne były zaprojektowane, udokumentowane, zbadane, wdrożone, kontrolowane i utrzymywane w sposób zapewniający rzetelne, dokładne i prowadzone w odpowiednim czasie przetwarzanie danych, odpowiednio do ryzyka zidentyfikowanego zgodnie z art. 58 ust. 2 lit. a).

Kontrola systemów informatycznych obejmuje kontrolę dostępu, kontrolę sporządzania kopii zapasowych, odzyskiwanie danych, planowanie ciągłości oraz zabezpieczenia.

Artykuł 61

Podział obowiązków

Do celów art. 58 ust. 3 lit. c) prowadzący instalację lub operator statku powietrznego wyznacza osoby odpowiedzialne za wszystkie działania w zakresie przepływu danych oraz za wszystkie działania kontrolne w sposób zapewniający rozdział sprzecznych ze sobą obowiązków. Przy braku innych działań kontrolnych zapewnia w odniesieniu do wszystkich działań w zakresie przepływu danych, w przypadku których zidentyfikowano ryzyko nieodłączne, że wszystkie istotne informacje i dane potwierdza co najmniej jedna osoba, która nie brała udziału w ustalaniu i rejestrowaniu takich informacji lub danych.

Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego zarządza kompetencjami niezbędnymi w przypadku odnośnych obowiązków, w tym właściwym przydziałem obowiązków, szkoleniem i przeglądami wyników.

Artykuł 62

Wewnętrzne przeglądy i walidacja danych

1. Do celów art. 58 ust. 3 lit. d) i biorąc pod uwagę ryzyko nieodłączne i ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej zidentyfikowane w ramach oceny ryzyka, o której mowa w art. 58 ust. 2 lit. a), prowadzący instalację lub operator statku powietrznego dokonuje przeglądu i walidacji danych uzyskanych w ramach działań w zakresie przepływu danych, o których mowa w art. 57.

Taki przegląd i walidacja danych obejmują co najmniej:

a) sprawdzenie, czy dane są kompletne;

b) porównanie danych uzyskiwanych przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego, monitorowanych i zgłaszanych przez wiele lat;

▼B

c) porównanie danych i wartości uzyskanych z różnych systemów gromadzenia danych operacyjnych, w tym, w stosownych przypadkach, następujące porównania:

(i) porównanie danych dotyczących zakupu paliwa lub materiałów z danymi dotyczącymi zmiany zapasów oraz z danymi dotyczącymi zużycia odnoszącymi się do odpowiednich strumieni materiałów wsadowych;

(ii) porównanie współczynników emisji wyznaczonych w drodze analizy, obliczonych lub otrzymanych od dostawcy paliwa lub materiału, z krajowymi lub międzynarodowymi referencyjnymi współczynnikami emisji porównywalnych paliw lub materiałów;

(iii) porównanie wielkości emisji wyznaczonych metodami opartymi na pomiarach z wynikami obliczenia potwierdzającego zgodnie z art. 46;

(iv) porównanie danych zagregowanych z danymi nieprzetworzonymi.

2. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego w miarę możliwości zapewniają, aby kryteria odrzucania danych w ramach przeglądu i walidacji były znane z wyprzedzeniem. W tym celu kryteria odrzucania danych ustanawia się w dokumentacji odpowiednich pisemnych procedur.

Artykuł 63

Korekty i działania naprawcze

1. W przypadku stwierdzenia, że jakikolwiek element działań w zakresie przepływu danych, o których mowa w art. 57, lub działań kontrolnych, o których mowa w art. 58, nie funkcjonuje skutecznie lub funkcjonuje poza granicami ustalonymi w dokumentacji procedur odnoszących się do takich działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego dokonuje odpowiednich korekt i koryguje odrzucone dane w celu uniknięcia niedoszacowania wielkości emisji.

2. Do celów ust. 1 prowadzący instalację lub operator statku powietrznego wykonuje co najmniej wszystkie następujące czynności:

a) ocenę prawidłowości wyników podjęcia stosownych kroków w odniesieniu do działań w zakresie przepływu danych, o których mowa w art. 57 lub działań kontrolnych, o których mowa w art. 58;

b) ustalenie przyczyny odnośnej nieprawidłowości w funkcjonowaniu lub błędu;

c) wdrożenie odpowiednich działań naprawczych, w tym korektę wszelkich wymagających tego danych w raporcie na temat wielkości emisji lub w raporcie dotyczącym tonokilometrów, stosownie do przypadku.

▼B

3. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przeprowadza korekty i działania naprawcze na mocy ust. 1 niniejszego artykułu w sposób uwzględniający ryzyko nieodłączne i ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej zidentyfikowane w ramach oceny ryzyka, o której mowa w art. 58.

Artykuł 64

Procesy zlecane na zewnątrz

W przypadku zlecenia na zewnątrz jednego lub większej liczby działań w zakresie przepływu danych, o których mowa w art. 57 lub działań kontrolnych, o których mowa w art. 58, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego wykonuje wszystkie następujące czynności:

a) sprawdza jakość zleconych na zewnątrz działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych zgodnie z niniejszym rozporządzeniem;

b) definiuje odpowiednie wymogi odnoszące się do wyników procesów zlecanych na zewnątrz, a także metod stosowanych w takich procesach;

c) sprawdza jakość wyników i metod, o których mowa w lit. b) niniejszego artykułu;

d) zapewnia, aby działania zlecone na zewnątrz były prowadzone w sposób uwzględniający ryzyko nieodłączne i ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej zidentyfikowane w ramach oceny ryzyka, o której mowa w art. 58.

Artykuł 65

Podejście do luk w danych

1. Jeśli brakuje danych istotnych dla wyznaczenia wielkości emisji z instalacji, prowadzący instalację stosuje odpowiednią metodę szacowania w celu określenia mających zachowawczy charakter danych zastępujących dane z odnośnego okresu i dotyczących brakującego parametru.

Jeśli prowadzący instalację nie określił metody szacowania w pisemnej procedurze, ustanawia taką pisemną procedurę i przedkłada właściwemu organowi do zatwierdzenia odpowiednią zmianę planu monitorowania zgodnie z art. 15.

2. Jeśli brakuje danych istotnych dla wyznaczenia wielkości emisji operatora statku powietrznego z jednego lub większej liczby lotów, taki operator wykorzystuje dane zastępujące dane z odnośnego okresu obliczone alternatywną metodą zdefiniowaną w planie monitorowania.

W przypadku niemożności ustalenia danych zastępujących zgodnie z akapitem pierwszym niniejszego ustępu operator statku powietrznego może oszacować emisje z takiego lotu lub lotów na podstawie zużycia paliwa, wyznaczonego za pomocą narzędzia, o którym mowa w art. 54 ust. 2.

▼B

Artykuł 66

Zapisy i dokumentacja

1. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przechowuje zapisy wszystkich istotnych danych i informacji, w tym informacji wyszczególnionych w załączniku IX, przez co najmniej 10 lat.

Udokumentowane i zarchiwizowane dane z monitorowania umożliwiają weryfikację rocznego raportu na temat wielkości emisji lub danych dotyczących tonokilometrów zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012. Dane zgłoszone przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego zawarte w elektronicznym systemie zgłaszania danych i zarządzania nimi, ustanowionym przez właściwy organ, można uznać za przechowywane przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego, jeśli może on uzyskać dostęp do takich danych.

2. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego zapewnia, aby odpowiednie dokumenty były dostępne wtedy, kiedy są potrzebne i tam, gdzie są potrzebne do przeprowadzenia działań w zakresie przepływu danych oraz działań kontrolnych.

Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego na żądanie udostępnia takie dokumenty właściwemu organowi, a także weryfikatorowi weryfikującemu raport na temat wielkości emisji lub raport dotyczący tonokilometrów zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012.

ROZDZIAŁ VI

WYMOGI DOTYCZĄCE RAPORTOWANIA

Artykuł 67

Terminy i obowiązki dotyczące raportowania

1. Do dnia 31 marca każdego roku prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedkłada właściwemu organowi raport na temat wielkości emisji, przedstawiający roczną wielkość emisji w okresie sprawozdawczym i zweryfikowany zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012.

Właściwe organy mogą jednak wymagać od prowadzących instalacje lub operatorów statków powietrznych przedłożenia zweryfikowanego rocznego raportu na temat wielkości emisji wcześniej niż do dnia 31 marca, ale nie wcześniej niż do dnia 28 lutego.

2. Jeśli operator statku powietrznego postanowi ubiegać się o nieodpłatne przyznanie przydziałów na emisje zgodnie z art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE, do dnia 31 marca roku następującego po monitorowanym roku, o którym mowa w art. 3e lub 3f wspomnianej dyrektywy taki operator przedkłada właściwemu organowi raport dotyczący tonokilometrów odnoszący się do monitorowanego roku i zweryfikowany zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012.

▼B

3. Roczne raporty na temat wielkości emisji oraz raporty dotyczące tonokilometrów zawierają co najmniej informacje wyszczególnione w załączniku X.

Artykuł 68

Siła wyższa

1. Jeśli operator statku powietrznego nie jest w stanie przedstawić właściwemu organowi zweryfikowanych danych dotyczących tonokilometrów w odpowiednim terminie zgodnie z art. 3e ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE ze względu na poważne i niemożliwe do przewidzenia okoliczności będące poza jego kontrolą, taki operator statku powietrznego przedkłada właściwemu organowi, do celów wspomnianego przepisu, najdokładniejsze dane dotyczące tonokilometrów, które może udostępnić w odnośnych okolicznościach, w tym dane oparte, w razie konieczności, na wiarygodnych oszacowaniach.

2. W przypadku spełnienia warunków określonych w ust. 1, do celów wniosku, o którym mowa w art. 3e ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE i zgodnie z ust. 2 wspomnianego artykułu, państwo członkowskie przedkłada Komisji otrzymane dane dotyczące odnośnego operatora statku powietrznego wraz z wyjaśnieniem okoliczności, które doprowadziły do braku raportu zweryfikowanego zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012.

Komisja i państwa członkowskie wykorzystują takie dane do celów art. 3e ust. 3 i 4 dyrektywy 2003/87/WE.

3. Jeśli państwo członkowskie przedkłada Komisji otrzymane dane dotyczące operatora statku powietrznego na mocy ust. 2 niniejszego artykułu, odnośny operator statku powietrznego zapewnia weryfikację przedłożonych danych dotyczących tonokilometrów zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012 w najwcześniejszym możliwym terminie oraz, w każdym razie, po ustąpieniu okoliczności, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu.

Operator statku powietrznego niezwłocznie przedkłada zweryfikowane dane właściwemu organowi.

Odnośny właściwy organ ogranicza i publikuje zmieniony nieodpłatny przydział emisji dla operatora statku powietrznego na mocy art. 3e ust. 4 dyrektywy 2003/87/WE, stosownie do sytuacji. Odnośnego przydziału nie zwiększa się. W stosownych przypadkach operator statku powietrznego zwraca wszelkie nadmierne uprawnienia do emisji uzyskane na mocy art. 3e ust. 5 wspomnianej dyrektywy.

4. Właściwy organ podejmuje skuteczne środki w celu zapewnienia, aby operator statku powietrznego wywiązywał się ze swoich obowiązków na mocy ust. 3.

Artykuł 69

Raportowanie w zakresie udoskonaleń w metodyce monitorowania

1. Każdy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego regularnie sprawdza, czy stosowana metodyka monitorowania może zostać udoskonalona.

▼B

Prowadzący instalację przedstawia do zatwierdzenia właściwemu organowi raport zawierający informacje, o których mowa w ust. 2 lub 3, stosownie do sytuacji, w następujących terminach:

a) w przypadku instalacji kategorii A, do dnia 30 czerwca co cztery lata;

b) w przypadku instalacji kategorii B, do dnia 30 czerwca co dwa lata;

c) w przypadku instalacji kategorii C, do dnia 30 czerwca każdego roku.

Właściwy organ może jednak określić alternatywny termin składania raportu, nie późniejszy jednak niż dzień 30 września tego samego roku.

2. Jeśli prowadzący instalację nie stosuje co najmniej poziomów dokładności wymaganych na mocy art. 26 ust. 1 akapit pierwszy oraz art. 41 ust. 1, przedstawia on uzasadnienie, w którym wykazuje, że zastosowanie wymaganych poziomów dokładności nie byłoby technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów.

W przypadku stwierdzenia jednak, że zastosowanie środków niezbędnych dla osiągnięcia takich poziomów dokładności stało się technicznie wykonalne i nie prowadzi już do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację zgłasza właściwemu organowi odpowiednie zmiany planu monitorowania zgodnie z art. 15 oraz przedkłada propozycje dotyczące wdrożenia odnośnych środków i harmonogram wdrożenia.

3. Jeśli prowadzący instalację stosuje rezerwową metodykę monitorowania, o której mowa w art. 22, wówczas przedstawia: uzasadnienie, dlaczego zastosowanie co najmniej poziomu dokładności 1 w odniesieniu do jednego lub większej liczby głównych lub pomniejszych strumieni materiałów wsadowych nie jest technicznie wykonalne bądź prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów.

W przypadku stwierdzenia jednak, że zastosowanie środków niezbędnych dla osiągnięcia co najmniej poziomu dokładności 1 dla takich źródeł materiałów wsadowych stało się technicznie wykonalne i nie prowadzi już do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację zgłasza właściwemu organowi odpowiednie zmiany planu monitorowania zgodnie z art. 15 oraz przedkłada propozycje dotyczące wdrożenia odnośnych środków i harmonogram wdrożenia.

4. Jeśli w sprawozdaniu z weryfikacji sporządzonym zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012 przedstawiono przypadki nieuregulowanej niezgodności z wymogami lub zalecenia dotyczące udoskonaleń, zgodnie z art. 27, 29 i 30 wspomnianego rozporządzenia, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedkłada raport do zatwierdzenia właściwemu organowi do dnia 30 czerwca roku, w którym weryfikator sporządził sprawozdanie z weryfikacji. W takim raporcie opisuje się, w jaki sposób i kiedy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego naprawił lub planuje naprawić niezgodności zidentyfikowane przez weryfikatora oraz wdrożył lub zamierza wdrożyć zalecane udoskonalenia.

W stosownych przypadkach taki raport można połączyć z raportem, o którym mowa w ust. 1 niniejszego artykułu.

▼B

Jeśli zalecane udoskonalenia nie doprowadziłyby do udoskonalenia metodyki monitorowania, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedstawia odpowiednie uzasadnienie. Jeśli zalecane udoskonalenia prowadziłyby do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedstawia dowody potwierdzające nieracjonalny charakter takich kosztów.

Artykuł 70

Wyznaczanie wielkości emisji przez właściwy organ

1. Właściwy organ dokonuje zachowawczego oszacowania wielkości emisji pochodzących z instalacji lub od operatora statku powietrznego w każdej z następujących sytuacji:

a) prowadzący instalację lub operator statku powietrznego nie złożył zweryfikowanego rocznego raportu na temat wielkości emisji w terminie wymaganym zgodnie z art. 67 ust. 1;

b) zweryfikowany roczny raport, o którym mowa w art. 67 ust. 1, nie jest zgodny z niniejszym rozporządzeniem;

c) przedłożony przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego raport na temat wielkości emisji nie został zweryfikowany zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012.

2. Jeśli w sprawozdaniu z weryfikacji sporządzonym zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 600/2012 weryfikator wskazuje na istnienie nieistotnych nieprawidłowości, które nie zostały skorygowane przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego przed wydaniem opinii weryfikacyjnej, właściwy organ ocenia takie nieprawidłowości i w stosownych przypadkach dokonuje zachowawczego oszacowania emisji pochodzących z instalacji lub od operatora statku powietrznego. Właściwy organ informuje prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego, czy i jakie korekty są wymagane w raporcie na temat wielkości emisji. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego udostępnia taką informację weryfikatorowi.

3. Państwo członkowskie ustanawia efektywną wymianę informacji między właściwymi organami odpowiedzialnymi za zatwierdzanie planów monitorowania a właściwymi organami odpowiedzialnymi za przyjmowanie rocznych raportów na temat wielkości emisji.

Artykuł 71

Dostęp do informacji

Raporty na temat wielkości emisji przechowywane przez właściwy organ są udostępniane opinii publicznej przez taki organ z zastrzeżeniem przepisów krajowych przyjętych na mocy dyrektywy 2003/4/WE. W odniesieniu do stosowania wyjątku określonego w art. 4 ust. 2 lit. d) wspomnianej dyrektywy prowadzący instalacje lub operatorzy statków powietrznych mogą wskazywać w przedstawianych przez siebie raportach, które informacje uważają za wrażliwe informacje handlowe.

▼B

Artykuł 72

Zaokrąglanie danych

1. Całkowitą roczną wielkość emisji zgłasza się w zaokrągleniu do tony CO_2 lub $CO_{2(e)}$.

Wartości tonokilometrów zgłasza się w zaokrągleniu do tonokilometra.

2. Wszystkie zmienne stosowane do obliczania wielkości emisji zaokrągla się z uwzględnieniem wszystkich istotnych cyfr do celów obliczania i zgłaszania emisji.

3. Wszystkie dane dotyczące poszczególnych lotów zaokrągla się z uwzględnieniem wszystkich istotnych cyfr do celów obliczenia odległości i ładunku handlowego zgodnie z art. 56, a także zgłaszania danych dotyczących tonokilometrów.

Artykuł 73

Zapewnienie spójności z innymi sprawozdaniami

Każdy rodzaj działań wyszczególniony w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, prowadzony przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego oznacza się kodami, w stosownych przypadkach, pochodzącymi z następujących systemów sprawozdawczych:

a) wspólny format sprawozdawczy dla krajowych systemów wykazów gazów cieplarnianych, zatwierdzony przez odpowiednie organy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu;

b) numer identyfikacyjny instalacji w Europejskim Rejestrze Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady ([1]);

c) kod działalności IPPC podany w załączniku I do rozporządzenia (WE) nr 166/2006;

d) kod NACE zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 1893/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady ([2]).

ROZDZIAŁ VII

WYMOGI DOTYCZĄCE TECHNOLOGII INFORMACYJNYCH

Artykuł 74

Formaty elektronicznej wymiany danych

1. Państwa członkowskie mogą wymagać od prowadzącego instalację i operatora statku powietrznego stosowania formularzy elektronicznych lub określonych formatów plików do celów przedkładania planów monitorowania i zmian w planach monitorowania, a także przedkładania rocznych raportów na temat wielkości emisji, raportów dotyczących tonokilometrów, sprawozdań z weryfikacji i sprawozdań dotyczących udoskonaleń.

([1]) Dz.U. L 33 z 4.2.2006, s. 1.
([2]) Dz.U. L 393 z 30.12.2006, s. 1.

▼B

Takie formularze lub specyfikacje formatu plików określone przez państwa członkowskie zawierają co najmniej informacje wskazane w formularzach elektronicznych lub specyfikacjach formatu plików opublikowanych przez Komisję.

2. Wprowadzając formularze lub specyfikacje formatu plików, o których mowa w ust. 1, państwa członkowskie mogą wybrać oba poniższe warianty lub jeden z nich:

a) specyfikacje formatu plików wykorzystujące standardowy elektroniczny język sprawozdawczości (dalej „język sprawozdawczości EU ETS") oparty na języku XML, przeznaczony do użycia w związku z zaawansowanymi systemami automatycznymi;

b) formularze publikowane w postaci, w której można z nich korzystać przy użyciu standardowego oprogramowania biurowego, w tym arkusze kalkulacyjne lub pliki edytora tekstu.

Artykuł 75

Wykorzystanie systemów automatycznych

1. Jeśli państwo członkowskie zdecyduje się na wykorzystanie systemów automatycznych do elektronicznej wymiany danych w oparciu o język sprawozdawczy EU ETS zgodnie z art. 74 ust. 2 lit. a), takie systemy zapewniają w sposób racjonalny pod względem kosztów, poprzez wdrożenie środków technologicznych zgodnych z bieżącym stanem technologii:

a) spójność danych, aby komunikaty elektroniczne podczas transmisji nie były modyfikowane;

b) poufność danych, poprzez wykorzystanie technik bezpieczeństwa, w tym technik szyfrowania, aby dane były dostępne tylko stronie, dla której są przeznaczone oraz aby żadne dane nie były przechwytywane przez nieupoważnione osoby;

c) autentyczność danych, aby tożsamość zarówno nadawcy, jak i odbiorcy danych była znana i zweryfikowana;

d) niezaprzeczalność danych, aby jedna strona transakcji nie mogła zaprzeczyć udziałowi w transakcji w charakterze odbiorcy, a druga strona nie mogła zaprzeczyć udziałowi w transakcji w charakterze nadawcy, poprzez zastosowanie takich metod jak techniki wykorzystujące podpisy lub niezależny audyt zabezpieczeń systemu.

2. Wszelkie systemy automatyczne oparte na języku sprawozdawczości EU ETS i wykorzystywane przez państwa członkowskie do celów komunikacji między właściwym organem, prowadzącym instalację i operatorem statku powietrznego, a także weryfikatorem a jednostką akredytującą, w rozumieniu rozporządzenia (UE) nr 600/2012, spełniają poniższe wymogi niefunkcjonalne, poprzez wdrożenie środków technologicznych zgodnych z bieżącym stanem technologii:

a) kontrola dostępu zapewnia, aby system był dostępny tylko dla upoważnionych osób oraz aby nieupoważnione osoby nie mogły odczytać, zapisać ani zaktualizować żadnych danych, poprzez wdrożenie środków technologicznych mających na celu osiągnięcie:

▼B

(i) ograniczenia fizycznego dostępu do sprzętu, na którym działają systemy automatyczne, poprzez zastosowanie fizycznych barier;

(ii) ograniczenia logicznego dostępu do systemów automatycznych poprzez zastosowanie technologii identyfikacji, uwierzytelniania i autoryzacji;

b) zapewnienie dostępności danych, nawet po długim czasie i ewentualnym wprowadzeniu nowego oprogramowania;

c) ścieżka audytu, zawsze zapewniająca możliwość znalezienia zmian w danych i ich przeanalizowania z perspektywy czasu.

ROZDZIAŁ VIII

PRZEPISY KOŃCOWE

Artykuł 76

Uchylenie decyzji 2007/589/WE i przepisy przejściowe

1. Decyzja 2007/589/WE traci moc.

2. Przepisy decyzji 2007/589/WE mają w dalszym ciągu zastosowanie do monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji mających miejsce przed dniem 1 stycznia 2013 r. oraz, w stosownych przypadkach, do danych dotyczących działalności prowadzonej przed tym terminem.

Artykuł 77

Wejście w życie

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia 1 stycznia 2013 r.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

▼B

ZAŁĄCZNIK I

Minimalna zawartość planu monitorowania (art. 12 ust. 1)

1. **Minimalna zawartość planu monitorowania dotyczącego instalacji**

Plan monitorowania instalacji zawiera co najmniej następujące informacje:

1) informacje ogólne o instalacji:

a) opis instalacji, która ma być monitorowana, i prowadzonych w niej działań, zawierający wykaz źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, które mają być objęte monitorowaniem w odniesieniu do każdego rodzaju działań prowadzonego w instalacji oraz spełniający następujące kryteria:

(i) opis musi wystarczać do wykazania, że nie występują luki w danych ani podwójne liczenie emisji;

(ii) na żądanie właściwego organu lub jeśli ułatwia to opis instalacji lub interpretację odniesień do źródeł emisji, strumieni materiałów wsadowych, przyrządów pomiarowych oraz wszelkich innych części instalacji istotnych dla metodyki monitorowania, w tym dla działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych, należy dodać prosty schemat źródeł emisji, strumieni materiałów wsadowych, punktów pobierania próbek i urządzeń pomiarowych;

b) opis procedury zarządzania przydzielaniem obowiązków w zakresie monitorowania i raportowania w odniesieniu do instalacji, a także zarządzania kompetencjami odpowiedzialnych pracowników;

c) opis procedury regularnej oceny adekwatności planu monitorowania, obejmujący co najmniej następujące elementy:

(i) sprawdzenie wykazu źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, zagwarantowanie kompletności danych dotyczących źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych oraz zapewnienie uwzględnienia w planie monitorowania wszystkich istotnych zmian w charakterze i funkcjonowaniu instalacji;

(ii) ocena zgodności z progami niepewności odnoszącymi się do danych dotyczących działalności oraz innych parametrów, w stosownych przypadkach, dla poziomów dokładności zastosowanych w przypadku każdego ze strumieni materiałów wsadowych i źródła emisji;

(iii) ocena potencjalnych środków doskonalących stosowaną metodykę monitorowania;

d) opis pisemnych procedur odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych na mocy art. 57, w tym, w stosownych przypadkach, schemat wyjaśniający;

e) opis pisemnych procedur odnoszących się do działań kontrolnych wprowadzonych na mocy art. 58;

▼B

f) w stosownych przypadkach informacje dotyczące odnośnych powiązań z działaniami podejmowanymi w ramach systemu ekozarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS) ustanowionego na mocy rozporządzenia (WE) nr 1221/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady ([1]), systemów objętych zharmonizowaną normą ISO 14001:2004 i innych systemów zarządzania środowiskiem, w tym informacje dotyczące procedur i kontroli istotnych dla monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych;

g) numer wersji planu monitorowania;

2) szczegółowy opis metodyki opartej na obliczeniach, jeśli jest stosowana, obejmujący następujące elementy:

a) szczegółowy opis stosowanej metodyki opartej na obliczeniach, w tym wykaz wprowadzanych danych i wzorów używanych w obliczeniach, wykaz poziomów dokładności stosowanych w odniesieniu do danych dotyczących działalności oraz wszystkich istotnych współczynników obliczeniowych dla każdego ze strumieni materiałów wsadowych, które mają być monitorowane;

b) w stosownych przypadkach oraz jeśli prowadzący instalację zamierza zastosować uproszczenie w odniesieniu do strumieni materiałów wsadowych pomniejszych i *de minimis*, kategoryzacja strumieni materiałów wsadowych na główne, pomniejsze i *de minimis*;

c) opis zastosowanych systemów pomiarowych i ich zakresu pomiarowego, określonej niepewności oraz dokładnej lokalizacji przyrządów pomiarowych zastosowanych w odniesieniu do każdego ze strumieni materiałów wsadowych, które mają być monitorowane;

d) w stosownych przypadkach dla każdego strumienia materiałów wsadowych wartości domyślne współczynników obliczeniowych ze wskazaniem źródła współczynnika lub odnośnego źródła, z którego okresowo będzie pobierany domyślny współczynnik;

e) w stosownych przypadkach wykaz metod analitycznych stosowanych do wyznaczania wszystkich istotnych współczynników obliczeniowych dla każdego strumienia materiałów wsadowych oraz opis pisemnych procedur odnoszących się do takich analiz;

f) w stosownych przypadkach opis procedury stanowiącej podstawę planu pobierania próbek paliwa i materiałów poddawanych analizie, a także procedury stosowanej do weryfikacji adekwatności planu pobierania próbek;

g) w stosownych przypadkach wykaz laboratoriów przeprowadzających odnośne procedury analityczne oraz, jeśli laboratorium nie jest akredytowane zgodnie z art. 34 ust. 1, opis procedury stosowanej w celu wykazania zgodności z równoważnymi wymogami zgodnie z art. 34 ust. 2 i 3;

3) w przypadku stosowania rezerwowej metodyki monitorowania zgodnie z art. 22 szczegółowy opis metodyki monitorowania w odniesieniu do wszystkich strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji, w przypadku których nie stosuje się metodyki wykorzystującej poziomy dokładności, a także opis pisemnej procedury stosowanej w związku z powiązaną analizą niepewności, która ma zostać przeprowadzona;

([1]) Dz.U. L 342 z 22.12.2009, s. 1.

▼B

4) szczegółowy opis metodyki opartej na pomiarach, jeśli jest stosowana, obejmujący następujące elementy:

   a) opis metody pomiarowej, łącznie z opisami wszystkich pisemnych procedur istotnych dla pomiaru i następującymi elementami:

      (i) wszelkie wzory obliczeniowe stosowane do agregacji danych oraz do wyznaczania rocznej wielkości emisji z każdego źródła emisji;

      (ii) metodę wyznaczania, jeśli można obliczyć prawidłowy zbiór danych za godziny lub krótsze okresy referencyjne dla każdego parametru, a także zastępowania brakujących danych zgodnie z art. 45;

   b) wykaz wszystkich odnośnych punktów emisji podczas normalnego działania oraz w fazie ograniczonego funkcjonowania i przejściowej, w tym w okresie awarii lub uruchomienia, na żądanie właściwego organu uzupełniony schematem procesu;

   c) jeśli przepływ spalin ustala się w drodze obliczeń, opis pisemnej procedury odnoszącej się do takich obliczeń dla każdego źródła emisji monitorowanego z zastosowaniem metodyki opartej na pomiarach;

   d) wykaz wszystkich odnośnych urządzeń, z podaniem częstotliwości pomiarów, zakresu pomiarowego i niepewności;

   e) wykaz zastosowanych norm oraz wszelkich odstępstw od takich norm;

   f) w stosownych przypadkach opis pisemnej procedury odnoszącej się do przeprowadzania obliczeń potwierdzających zgodnie z art. 46;

   g) opis metody wyznaczania ilości CO_2 pochodzącego z biomasy i odejmowania go od zmierzonej wielkości emisji CO_2, a także pisemnych procedur stosowanych w tym celu, w stosownych przypadkach;

5) oprócz elementów wyszczególnionych w pkt 4 szczegółowy opis metodyki monitorowania, jeśli monitoruje się emisje N_2O, w stosownych przypadkach w postaci opisu stosowanych pisemnych procedur, w tym opis następujących elementów:

   a) metoda i parametry stosowane do wyznaczania ilości materiałów użytych w procesie produkcji oraz maksymalna ilość materiałów używanych przy pełnej zdolności produkcyjnej;

   b) metoda i parametry stosowane do wyznaczania ilości produktu wytwarzanego na godzinę, wyrażonego, odpowiednio, jako kwas azotowy (100 %), kwas adypinowy (100 %), kaprolaktam, glioksal i kwas glioksalowy na godzinę;

   c) metoda i parametry stosowane do wyznaczenia stężenia N_2O w spalinach z każdego źródła emisji, jej zakres pomiarowy, niepewność oraz szczegółowe informacje dotyczące wszelkich metod alternatywnych stosowanych w przypadku wystąpienia stężenia przekraczającego zakres pomiarowy, jak również sytuacje, kiedy może to mieć miejsce;

   d) metoda obliczeniowa stosowana do wyznaczenia wielkości emisji N_2O z okresowych nieobniżonych źródeł w produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, glioksalu i kwasu glioksalowego;

▼B

e) sposób stosowania zmiennych nakładów w instalacji oraz zakres, w jakim są one stosowane, a także sposób zarządzania operacyjnego;

f) metoda i wszelkie wzory obliczeniowe stosowane do wyznaczania rocznej wielkości emisji N_2O i odpowiednich wartości $CO_{2(e)}$ z każdego źródła emisji;

g) informacja o warunkach procesu odbiegających od warunków normalnego działania, wskazanie potencjalnej częstotliwości występowania i czasu trwania takich warunków, a także wskazanie wielkości emisji N_2O w warunkach odbiegających od normalnego działania, takich jak awaria urządzeń do obniżania emisji;

6) szczegółowy opis metodyki monitorowania, jeśli monitoruje się emisje perfluorowęglowodorów z produkcji pierwotnego aluminium, jeśli właściwe w postaci opisu stosowanych pisemnych procedur, w tym opis następujących elementów:

a) w stosownych przypadkach daty pomiarów służących wyznaczeniu współczynników emisji właściwych dla instalacji w odniesieniu do SEF_{CF4} lub OVC, a także F_{C2F6} oraz harmonogram przyszłych powtórzeń takich pomiarów;

b) w stosownych przypadkach protokół opisujący procedurę stosowaną do wyznaczenia współczynników emisji właściwych dla instalacji w odniesieniu do CF_4 i C_2F_6, wykazujący również, że pomiary były i będą wykonywane przez wystarczająco długi czas, aby mierzone wartości stały się zbieżne, ale co najmniej przez 72 godziny;

c) w stosownych przypadkach metodyka wyznaczania całkowitej wydajności dla emisji niezorganizowanych w instalacjach do produkcji pierwotnego aluminium;

d) opis typu wanny i typu anody;

7) szczegółowy opis metodyki monitorowania, jeśli dokonuje się przenoszenia związanego w paliwie CO_2 jako części paliwa zgodnie z art. 48 bądź przenoszenia CO_2 zgodnie z art. 49, jeśli właściwe w postaci opisu stosowanych pisemnych procedur, w tym następujące elementy:

a) w stosownych przypadkach lokalizacja urządzeń do pomiaru temperatury i ciśnienia w sieci transportowej;

b) w stosownych przypadkach procedury zapobiegania wyciekom oraz wykrywania i ilościowego określania wycieków z sieci transportowych;

c) w przypadku sieci transportowych procedury skutecznie gwarantujące, że CO_2 jest przesyłany wyłącznie do instalacji posiadających ważne zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych lub instalacji, w których wszystkie emisje CO_2 są skutecznie monitorowane i odnotowywane zgodnie z art. 49;

d) identyfikacja instalacji odbiorczej i przesyłającej za pomocą kodu identyfikacyjnego instalacji uznanego zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 1193/2011;

e) w stosownych przypadkach opis systemów ciągłych pomiarów używanych w punktach przesyłu CO_2 między instalacjami przesyłającymi CO_2 zgodnie z art. 48 lub 49;

▼B

f) w stosownych przypadkach opis metody zachowawczego szacowania stosowanej do wyznaczania frakcji biomasy przenoszonego CO_2 zgodnie z art. 48 lub 49;

g) w stosownych przypadkach metodyka ilościowego określania wielkości emisji lub ilości CO_2 uwalnianego do słupa wody z potencjalnych wycieków, a także stosowana i ewentualnie dostosowana metodyka ilościowego określania faktycznych emisji lub ilości CO_2 uwalnianego do słupa wody z wycieków zgodnie z sekcją 23 załącznika IV.

2. **Minimalna zawartość planów monitorowania w zakresie emisji z działań lotniczych**

1. Plan monitorowania zawiera następujące informacje w odniesieniu do wszystkich operatorów statków powietrznych:

a) identyfikację operatora statku powietrznego, sygnał wywoławczy lub inny niepowtarzalny oznacznik wykorzystywany w kontroli ruchu lotniczego, dane kontaktowe operatora statku powietrznego oraz osoby odpowiedzialnej wyznaczonej przez operatora statku powietrznego, adres kontaktowy, administrujące państwo członkowskie, administrujący właściwy organ;

b) wstępny wykaz typów statków powietrznych we flocie operatora w momencie składania planu monitorowania oraz liczbę statków powietrznych każdego typu, jak również orientacyjny wykaz dodatkowych typów statków powietrznych, których użycia się oczekuje, w tym, o ile to możliwe, szacowaną liczbę statków powietrznych każdego typu oraz strumienie materiałów wsadowych (typy paliwa) powiązane z każdym typem statku powietrznego;

c) opis procedur, systemów i obowiązków służących aktualizowaniu wykazu źródeł emisji w trakcie monitorowanego do celów zapewnienia kompletności monitorowania i raportowania emisji z posiadanych oraz dzierżawionych statków powietrznych;

d) opis procedur stosowanych do monitorowania kompletności wykazu lotów prowadzonych pod niepowtarzalnym oznacznikiem przez parę lotnisk oraz procedur stosowanych do określania, czy loty są objęte załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE do celów zapewnienia kompletności danych dotyczących lotów i uniknięcia podwójnego naliczania;

e) opis procedury zarządzania przydzielaniem obowiązków w zakresie monitorowania i raportowania, a także zarządzania kompetencjami odpowiedzialnych pracowników;

f) opis procedury regularnej oceny adekwatności planu monitorowania, obejmujący wszelkie potencjalne środki doskonalące stosowaną metodykę monitorowania i powiązane procedury;

g) opis pisemnych procedur odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych, wymaganych na mocy art. 57, w tym, w stosownych przypadkach, schemat wyjaśniający;

h) opis pisemnych procedur odnoszących się do działań kontrolnych wprowadzonych zgodnie z art. 58;

i) w stosownych przypadkach informacje dotyczące odnośnych powiązań z działaniami podejmowanymi w ramach systemu EMAS, systemów objętych zharmonizowaną normą ISO 14001:2004 i innych systemów zarządzania środowiskiem, w tym dotyczące procedur i kontroli istotnych dla monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych;

▼B

j) numer wersji planu monitorowania.

2. Plan monitorowania zawiera następujące informacje w przypadku operatorów statków powietrznych niebędących małymi podmiotami uczestniczącymi w systemie zgodnie z art. 54 ust. 1 lub niezamierzających skorzystać z narzędzia dla takich podmiotów zgodnie z art. 54 ust. 2:

a) opis pisemnej procedury stosowanej w celu zdefiniowania metodyki monitorowania w odniesieniu do dodatkowych typów statków powietrznych, których użycia oczekuje operator statku powietrznego;

b) opis pisemnych procedur w odniesieniu do monitorowania zużycia paliwa w każdym statku powietrznym, w tym:

(i) wybraną metodykę (metoda A lub metoda B) obliczania zużycia paliwa; jeśli w przypadku wszystkich typów statków powietrznych nie stosuje się tej samej metody, należy przedstawić uzasadnienie takiej metodyki oraz wykaz metod ze wskazaniem warunków ich stosowania;

(ii) procedury pomiaru ilości uzupełnianego paliwa oraz ilości paliwa w zbiornikach, w tym wybrane poziomy dokładności oraz, stosownie do okoliczności, opis używanych przyrządów pomiarowych i procedur rejestrowania, odzyskiwania, przesyłania i przechowywania informacji dotyczących pomiarów;

(iii) w stosownych przypadkach wybraną metodę wyznaczania gęstości;

(iv) procedurę zapewniania zgodności całkowitej niepewności pomiarów paliwa z wymogami niezbędnego poziomu dokładności, w miarę możliwości z odniesieniem do przepisów krajowych, klauzul w umowach z klientami lub norm dokładności dostawcy paliwa;

c) wykaz występujących na poszczególnych lotniskach odstępstw od ogólnej metodyki monitorowania opisanej w lit. b), jeśli ze względu na szczególne okoliczności operator statku powietrznego nie jest w stanie przedstawić wszystkich wymaganych danych w odniesieniu do wymaganej metodyki monitorowania;

d) w stosownych przypadkach procedury pomiaru gęstości stosowane w odniesieniu do ilości uzupełnianego paliwa oraz paliwa w zbiornikach, w tym opis używanych przyrządów pomiarowych lub, w razie niemożności dokonania pomiaru, zastosowaną standardową wartość oraz uzasadnienie takiej metodyki;

e) współczynniki emisji dla każdego typu paliwa lub metodykę wyznaczania współczynników emisji w przypadku paliw alternatywnych, w tym metodykę doboru próby, metody analizy, opis wykorzystywanych laboratoriów i ich akredytacji i/lub ich procedur zapewniania jakości;

f) opis metody stosowanej do określania danych zastępujących służących do eliminacji luk w danych zgodnie z art. 65 ust. 2.

3. **Minimalna zawartość planów monitorowania w zakresie danych dotyczących tonokilometrów**

Plan monitorowania w zakresie danych dotyczących tonokilometrów zawiera co najmniej następujące informacje:

a) elementy wyszczególnione w pkt 1 sekcji 2 niniejszego załącznika;

▼B

b) opis procedur pisemnych stosowanych do wyznaczania wartości danych dotyczących tonokilometrów na lot, w tym:

(i) procedury, obowiązki, źródła danych oraz wzory obliczeniowe stosowane do określania i rejestracji odległości w odniesieniu do pary lotnisk;

(ii) poziom dokładności stosowany w związku z wyznaczaniem masy pasażerów, łącznie z odprawionym bagażem; w przypadku poziomu dokładności 2 należy przedstawić opis procedury określania masy pasażerów i bagażu;

(iii) w stosownych przypadkach opis procedur stosowanych do wyznaczenia masy ładunku i poczty;

(iv) w stosownych przypadkach opis urządzeń pomiarowych używanych do pomiaru masy pasażerów, ładunku i poczty.

▼B

ZAŁĄCZNIK II

Progi poziomów dokładności dla metodyki opartej na obliczeniach w odniesieniu do instalacji (art. 12 ust. 1)

1. **Definicje poziomów dokładności w odniesieniu do danych dotyczących działalności**

Progi niepewności przedstawione w tabeli 1 mają zastosowanie do poziomów dokładności istotnych dla wymogów w zakresie danych dotyczących działalności zgodnie z art. 28 ust. 1 lit. a) i art. 29 ust. 2 akapit pierwszy oraz z załącznikiem IV do niniejszego rozporządzenia. Progi niepewności interpretuje się jako maksymalne dopuszczalne wartości niepewności przy określaniu strumieni materiałów wsadowych w ciągu okresu sprawozdawczego.

Jeśli w tabeli 1 podano rodzaje działań niewymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE oraz nie stosuje się metody bilansu masowego, prowadzący instalację stosuje poziomy dokładności wyszczególnione w odniesieniu do takich rodzajów działań w rubryce „Spalanie paliw i paliwa używane jako wsad do procesu” w tabeli 1.

Tabela 1

Poziomy dokładności dla danych dotyczących działalności (maksymalna dopuszczalna niepewność dla każdego poziomu dokładności)

Rodzaj działań/Typ strumienia materiałów wsadowych	Parametr, którego dotyczy niepewność	Poziom dokładności 1	Poziom dokładności 2	Poziom dokładności 3	Poziom dokładności 4
Spalanie paliw i paliwa używane jako wsad do procesu					
Znormalizowane paliwa handlowe	Ilość paliwa [t] lub [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Inne paliwa gazowe i ciekłe	Ilość paliwa [t] lub [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Paliwa stałe	Ilość paliwa [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Spalanie gazów na wylotach kominów	Ilość gazu spalanego na wylocie komina [Nm^3]	± 17,5 %	± 12,5 %	± 7,5 %	
Oczyszczanie: węglany (metoda A)	Ilość zużytych węglanów [t]	± 7,5 %			
Oczyszczanie: gips (metoda B)	Ilość wyprodukowanego gipsu [t]	± 7,5 %			
Rafinowanie olejów mineralnych					
Regeneracja urządzeń do krakowania katalitycznego (*)	Wymogi w zakresie niepewności stosuje się osobno do każdego źródła emisji	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
Produkcja wodoru	Wsad węglowodorów [t]	± 7,5 %	± 2,5 %		
Produkcja koksu					
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Prażenie i spiekanie rud metali					
Wsad węglanów	Węglanowy materiał wsadowy i pozostałości po procesie technologicznym [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

▼B

Rodzaj działań/Typ strumienia materiałów wsadowych	Parametr, którego dotyczy niepewność	Poziom dokładności 1	Poziom dokładności 2	Poziom dokładności 3	Poziom dokładności 4
Produkcja surówki i stali					
Paliwo jako wsad do procesu	Każdy przepływ masowy do i z instalacji [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Produkcja klinkieru cementowego					
Wsad do pieca (metoda A)	Każdy odnośny wsad do pieca [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Produkcja klinkieru (metoda B)	Wyprodukowany klinkier [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Pył z pieca do wypalania cementu (CKD)	Pył z pieca do wypalania cementu lub pył z filtrów obejściowych [t]	n.d. (**)	± 7,5 %		
Węgiel niewęglanowy	Każdy surowiec [t]	± 15 %	± 7,5 %		
Produkcja wapna, kalcynacja dolomitu i magnezytu					
Węglany (metoda A)	Każdy odnośny wsad do pieca [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Tlenki metali ziem alkalicznych (metoda B)	Wyprodukowane wapno [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Pył z pieca (metoda B)	Pył z pieca [t]	n.d. (**)	± 7,5 %		
Produkcja szkła i wełny mineralnej					
Węglany (wsad)	Każdy surowiec węglanowy lub dodatki związane z emisjami CO_2 [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Produkcja wyrobów ceramicznych					
Wsad węgla (metoda A)	Każdy surowiec węglanowy lub dodatek związany z emisjami CO_2 [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Tlenki alkaliczne (metoda B)	Produkcja brutto, w tym odrzucone produkty oraz stłuczka z pieców do wypalania i powstała podczas wysyłki [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Oczyszczanie	Zużyty suchy $CaCO_3$ [t]	± 7,5 %			
Produkcja pulpy drzewnej i papieru					
Dodatkowe związki chemiczne	Ilość $CaCO_3$ i Na_2CO_3 [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Produkcja sadzy					
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Produkcja amoniaku					
Paliwo jako wsad do procesu	Ilość paliwa użytego jako wsad do procesu [t] lub [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

▼B

Rodzaj działań/Typ strumienia materiałów wsadowych	Parametr, którego dotyczy niepewność	Poziom dokładności 1	Poziom dokładności 2	Poziom dokładności 3	Poziom dokładności 4
Produkcja wodoru i gazu do syntezy					
Paliwo jako wsad do procesu	Ilość paliwa użytego jako wsad do procesu produkcji wodoru [t] lub [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Produkcja chemikaliów organicznych luzem					
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Produkcja lub obróbka metali żelaznych i nieżelaznych, w tym wtórnego aluminium					
Emisje pochodzące z procesów technologicznych	Każdy materiał wsadowy i pozostałości po procesie technologicznym użyte jako materiał wsadowy w procesie [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Produkcja pierwotnego aluminium					
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Emisje PFC (metoda nachylenia)	produkcja pierwotnego aluminium w [t], czas trwania efektu anodowego [liczba efektów anodowych/wanno-doba] i [czas trwania efektu anodowego/wystąpienie]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Emisje PFC (metoda nadnapięciowa)	produkcja pierwotnego aluminium w tonach [t], nadnapięcie efektu anodowego [mV] i wydajność prądowa [-]	± 2,5 %	± 1,5 %		

(*) W przypadku monitorowania emisji z regeneracji urządzeń do krakowania katalitycznego (inne procesy regeneracji katalizatorów i flexi-cokers) w rafineriach olejów mineralnych wymagana niepewność jest związana z całkowitą niepewnością wszystkich emisji z danego źródła.

(**) Ilość [t] pyłu z pieca do wypalania cementu lub pyłu z filtrów obejściowych (w stosownych przypadkach) opuszczająca układ pieca w okresie sprawozdawczym, oszacowana zgodnie z wytycznymi dotyczącymi najlepszych praktyk przemysłowych.

2. **Definicje poziomów dokładności dla współczynników obliczeniowych w odniesieniu do emisji z procesów spalania**

Prowadzący instalacje monitorują emisje CO_2 z wszystkich typów procesów spalania odbywających się w ramach działań wszystkich rodzajów działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE lub objętych systemem unijnym zgodnie z art. 24 wspomnianej dyrektywy, stosując definicje poziomów dokładności określone w niniejszej sekcji. Jeśli paliw używa się jako wsadu do procesu, mają zastosowanie te same zasady, co w przypadku emisji z procesów spalania. Jeśli paliwa stanowią część bilansu masowego zgodnie z art. 25 ust. 1 niniejszego rozporządzenia, zastosowanie mają definicje poziomów dokładności dla bilansów masowych podane w sekcji 3.

Emisje z procesów technologicznych pochodzące z powiązanego oczyszczania spalin monitoruje się zgodnie z podsekcją C sekcji 1 załącznika IV.

2.1. *Poziomy dokładności dotyczące współczynników emisji*

W przypadku określania frakcji biomasy w paliwie lub materiale mieszanym zdefiniowane poziomy dokładności odnoszą się do wstępnego współczynnika emisji. W przypadku paliw i materiałów kopalnych poziomy dokładności odnoszą się do współczynnika emisji.

▼B

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

a) standardowe współczynniki wyszczególnione w sekcji 1 załącznika VI;

b) inne stałe wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. d) lub e), jeśli w sekcji 1 załącznika VI nie podano właściwej wartości.

Poziom dokładności 2a: Prowadzący instalację stosuje właściwe dla danego kraju współczynniki emisji dotyczące odnośnego paliwa lub materiału zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) i c).

Poziom dokładności 2b: Prowadzący instalację określa współczynniki emisji dotyczące paliwa na podstawie jednej z następujących ustalonych wartości przybliżonych, w połączeniu z korelacją empiryczną, ustalaną co najmniej raz w roku zgodnie z art. 32–35 oraz art. 39:

a) pomiar gęstości określonych olejów lub gazów, w tym wspólnych dla rafinerii lub dla przemysłu stalowego;

b) wartość opałowa poszczególnych typów węgla.

Prowadzący instalację zapewnia, aby korelacja spełniała wymogi dobrej praktyki inżynierskiej i była stosowana wyłącznie do wartości przybliżonych wchodzących w zakres, dla którego została określona.

Poziom dokładności 3: prowadzący instalację określa współczynniki emisji zgodnie z właściwymi przepisami art. 32–35.

2.2. *Poziomy dokładności dotyczące wartości opałowej (NCV)*

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

a) standardowe współczynniki wyszczególnione w sekcji 1 załącznika VI;

b) inne stałe wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. d) lub e), jeśli w sekcji 1 załącznika VI nie podano właściwej wartości.

Poziom dokładności 2a: Prowadzący instalację stosuje właściwe dla danego kraju współczynniki dotyczące odnośnego paliwa zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) lub c).

▼B

Poziom dokładności 2b: W przypadku paliw w obrocie handlowym stosuje się wartość opałową określoną na podstawie rejestrów zakupu dotyczących odnośnego paliwa przedstawionych przez dostawcę paliwa, pod warunkiem że określono ją zgodnie z przyjętymi normami krajowymi lub międzynarodowymi.

Poziom dokładności 3: Prowadzący instalację określa wartość opałową zgodnie z art. 32–35.

2.3. *Poziomy dokładności dotyczące współczynników utleniania*

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik utleniania wynoszący 1.

Poziom dokładności 2: Prowadzący instalację stosuje współczynniki utleniania dotyczące odnośnego paliwa zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) lub c).

Poziom dokładności 3: W przypadku paliw prowadzący instalację określa współczynniki właściwe dla poszczególnych rodzajów działań na podstawie odpowiednich zawartości węgla pierwiastkowego w popiele, ściekach oraz innych odpadach i produktach ubocznych, a także innych odnośnych niecałkowicie utlenionych gazowych form emitowanego węgla z wyjątkiem CO. Dane dotyczące składu określa się zgodnie z przepisami art. 32–35.

2.4. *Poziomy dokładności dotyczące frakcji biomasy*

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z wartości opublikowanych zgodnie z art. 39 ust. 2 akapit pierwszy bądź wartość określoną zgodnie z art. 39 ust. 2 akapit drugi lub art. 39 ust. 3.

Poziom dokładności 2: Prowadzący instalację określa poszczególne współczynniki zgodnie z art. 39 ust. 1.

3. **Definicje poziomów dokładności dla współczynników obliczeniowych w odniesieniu do bilansów masowych**

Jeśli prowadzący instalację stosuje bilans masowy zgodnie z art. 25, używa definicji poziomów dokładności zawartych w niniejszej sekcji.

3.1. *Poziomy dokładności dotyczące zawartości węgla pierwiastkowego*

Prowadzący instalację stosuje jeden z poziomów dokładności wyszczególnionych w niniejszym punkcie. Określając zawartość węgla pierwiastkowego na podstawie współczynnika emisji, prowadzący instalację stosuje następujące równania:

a) w przypadku współczynników emisji wyrażonych jako t CO_2/TJ: $C = (EF \times NCV)/f$

b) w przypadku współczynników emisji wyrażonych jako t CO_2/t: $C = EF/f$

▼B

W tych wzorach C to zawartość węgla pierwiastkowego wyrażona jako frakcja (tona węgla pierwiastkowego na tonę produktu), EF to współczynnik emisji, NCV to wartość opałowa, a f to współczynnik określony w art. 36 ust. 3.

W przypadku określania frakcji biomasy w paliwie lub materiale mieszanym zdefiniowane poziomy dokładności odnoszą się do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego. Frakcję biomasy węgla pierwiastkowego określa się z zastosowaniem poziomów dokładności zdefiniowanych w sekcji 2.4 niniejszego załącznika.

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

a) zawartość węgla pierwiastkowego określoną na podstawie standardowych współczynników wyszczególnionych w sekcjach 1 i 2 załącznika VI;

b) inne stałe wartości zgodne z art. 31 ust. 1 lit. d) lub e), jeśli w sekcjach 1 i 2 załącznika VI nie podano właściwej wartości.

Poziom dokładności 2a: Prowadzący instalację określa zawartość węgla pierwiastkowego na podstawie właściwych dla danego kraju współczynników emisji dotyczących odnośnego paliwa lub materiału zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) lub c).

Poziom dokładności 2b: Prowadzący instalację określa zawartość węgla pierwiastkowego na podstawie współczynników emisji dotyczących paliwa, stosując jedną z następujących ustalonych wartości przybliżonych, w połączeniu z korelacją empiryczną, ustalaną co najmniej raz w roku zgodnie z art. 32–35:

a) pomiar gęstości określonych olejów lub gazów wspólnych np. dla rafinerii lub dla przemysłu stalowego;

b) wartość opałowa poszczególnych typów węgla.

Prowadzący instalację zapewnia, aby korelacja spełniała wymogi dobrej praktyki inżynierskiej i była stosowana wyłącznie do wartości przybliżonych wchodzących w zakres, dla którego została określona.

Poziom dokładności 3: prowadzący instalację określa zawartość węgla pierwiastkowego zgodnie z właściwymi przepisami art. 32-35.

3.2. *Poziomy dokładności dotyczące wartości opałowej*

Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2.2 niniejszego załącznika.

▼B

4. **Definicje poziomów dokładności dotyczących współczynników obliczeniowych dla emisji z procesów technologicznych w przypadku rozkładu węglanów**

W odniesieniu do wszystkich emisji z procesów technologicznych, jeśli są monitorowane z zastosowaniem standardowej metodyki zgodnie z art. 24 ust. 2, stosuje się następujące definicje poziomów dokładności w odniesieniu do współczynnika emisji:

a) Metoda A: Na podstawie wsadu, współczynnik emisji i dane dotyczące działalności odnoszą się do ilości materiału wprowadzonego do procesu.

b) Metoda B: Na podstawie produkcji, współczynnik emisji i dane dotyczące działalności odnoszą się do ilości produktu uzyskanego z procesu.

4.1. *Poziomy dokładności dla współczynnika emisji z zastosowaniem metody A*

Poziom dokładności 1: Ilości odnośnych węglanów w każdym z odnośnych materiałów wsadowych określa się zgodnie z przepisami art. 32–35. Do przeliczenia danych dotyczących składu na współczynniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne podane w sekcji 2 załącznika VI.

4.2. *Poziomy dokładności dla współczynnika konwersji z zastosowaniem metody A*

Poziom dokładności 1: Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.

Poziom dokładności 2: Węglany i pozostały węgiel pierwiastkowy opuszczające proces uwzględnia się z zastosowaniem współczynnika konwersji o wartości mieszczącej się pomiędzy 0 a 1. Prowadzący instalację może założyć pełną konwersję jednego lub większej liczby wsadów a materiały lub pozostały węgiel pierwiastkowy, które nie uległy konwersji, przypisać pozostałym wsadom. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych produktów przeprowadza się zgodnie z art. 32-35.

4.3. *Poziomy dokładności dla współczynnika emisji z zastosowaniem metody B*

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje standardowe współczynniki wyszczególnione w załączniku VI sekcja 2 tabela 3.

Poziom dokładności 2: Prowadzący instalację stosuje właściwy dla danego kraju współczynnik emisji zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) lub c).

Poziom dokładności 3: Ilości odnośnych tlenków metali pochodzących z rozkładu węglanów w produkcie określa się zgodnie z przepisami art. 32–35. Do konwersji danych dotyczących składu na współczynniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne, o których mowa w załączniku VI sekcja 2 tabela 3, zakładając, że wszystkie odnośne tlenki metali powstały z odnośnych węglanów.

▼B

4.4. *Poziomy dokładności dla współczynnika konwersji z zastosowaniem metody B*

Poziom dokładności 1:	Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.
Poziom dokładności 2:	Ilość niewęglanowych związków odnośnych metali w surowcach, w tym pyłu zwrotnego czy popiołu lotnego bądź innych już uległych kalcynacji materiałów, odzwierciedlają współczynniki konwersji o wartości pomiędzy 0 a 1, przy czym wartość 1 odpowiada pełnej konwersji surowców węglanowych na tlenki. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych wsadów do procesu przeprowadza się zgodnie z art. 32–35.

▼B

ZAŁĄCZNIK III

Metodyka monitorowania działań lotniczych (art. 52 i art. 56)

1. **Metodyka obliczeń do celów wyznaczania ilości gazów cieplarnianych w sektorze lotniczym**

Metoda A

Operator statku powietrznego stosuje następujący wzór:

Rzeczywiste zużycie paliwa podczas każdego lotu [t] = Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego po uzupełnieniu zapasu na dany lot [t] – Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego po uzupełnieniu zapasu na następny lot [t] + Ilość uzupełnianego paliwa na następny lot [t]

Jeśli nie uzupełnia się zapasu paliwa na bieżący lub następny lot, ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach określa się przy zwalnianiu hamulców przed bieżącym lub następnym lotem. W wyjątkowych przypadkach, kiedy statek powietrzny wykonuje czynności inne niż lot, w tym poddawany jest poważnemu przeglądowi wymagającemu opróżnienia zbiorników paliwa, po zakończeniu lotu, w odniesieniu do którego monitoruje się zużycie paliwa, operator statku powietrznego może zastąpić „Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego po uzupełnieniu zapasów na dany lot + ilość uzupełnianego paliwa na następny lot”„Ilością paliwa znajdującego się w zbiornikach w czasie rozpoczęcia kolejnej czynności statku powietrznego” zgodnie z zapisami w dzienniku technicznym.

Metoda B

Operator statku powietrznego stosuje następujący wzór:

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

Za moment zaciągnięcia hamulców uznać można moment wyłączenia silników. Jeżeli przed lotem, w odniesieniu do którego monitorowane jest zużycie paliwa, statek powietrzny nie odbywa lotu, operator statku powietrznego może zastąpić „Ilość paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego w czasie zaciągnięcia hamulców po zakończeniu poprzedniego lotu”„Ilością paliwa znajdującego się w zbiornikach statku powietrznego na koniec poprzedniej czynności” zgodnie z zapisami w dzienniku technicznym.

2. **Poziomy dokładności dla zużycia paliwa**

Tabela 1

Poziomy dokładności odnoszące się do danych dotyczących działalności w związku z emisjami z działań lotniczych

	Poziom dokładności	
	Poziom dokładności 1	Poziom dokładności 2
Maksymalna niepewność dotycząca całkowitej ilości paliwa w tonach zużytego przez operatora statku powietrznego w okresie sprawozdawczym	± 5,0 %	± 2,5 %

▼B

3. **Współczynniki emisji dla paliw znormalizowanych**

Tabela 2

Współczynniki emisji CO_2 dla paliwa lotniczego

Paliwo	Współczynnik emisji [t CO_2/t paliwa]
Benzyna lotnicza (AvGas)	3,10
Paliwo do silników odrzutowych (Jet B)	3,10
Naftowe paliwo lotnicze (Jet A1 lub Jet A)	3,15

4. **Obliczanie długości ortodromy**

Odległość [km] = długość ortodromy [km] + 95 km

Długość ortodromy to najkrótsza odległość pomiędzy dwoma dowolnymi punktami na powierzchni Ziemi, określona w przybliżeniu przy pomocy systemu wskazanego w art. 3.7.1.1 załącznika 15 do konwencji chicagowskiej (WGS 84).

Szerokość i długość geograficzną lotniska podaje się w oparciu o lokalizację lotniska podaną w AIP (*Aeronautical Information Publications*) zgodnie z załącznikiem 15 do konwencji chicagowskiej lub w oparciu o źródło wykorzystujące dane AIP.

Możliwe jest również wykorzystanie obliczeń odległości wykonanych przez aplikacje komputerowe lub osoby trzecie, pod warunkiem że metodyka obliczeń oparta jest na wzorze podanym w niniejszej sekcji, danych AIP i wymogach WSG 84.

▼B

ZAŁĄCZNIK IV

Metodyka monitorowania dla instalacji właściwa dla poszczególnych rodzajów działań (art. 20 ust. 2)

1. **Szczególne zasady monitorowania emisji z procesów spalania**

A. *Zakres*

Prowadzący instalacje monitorują emisje CO_2 z wszystkich typów procesów spalania odbywających się w ramach działań wszystkich rodzajów wyszczególnionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE lub objętych systemem unijnym zgodnie z art. 24 wspomnianej dyrektywy, w tym powiązanych procesów oczyszczania, z zastosowaniem przepisów zawartych w niniejszym załączniku. Wszelkie emisje z paliw używanych jako wsad do procesu traktuje się na potrzeby metod monitorowania i raportowania jako emisje z procesów spalania, bez uszczerbku dla innych klasyfikacji stosowanych w odniesieniu do emisji.

Prowadzący instalację nie prowadzi monitorowania ani raportowania w zakresie emisji z silników spalinowych wewnętrznego spalania wykorzystywanych w transporcie. Wszystkie emisje powstające w wyniku spalania paliw w instalacji prowadzący instalację przypisuje do tej instalacji, bez względu na eksport ciepła lub energii elektrycznej do innych instalacji. Wielkości emisji związanych z produkcją ciepła lub energii elektrycznej importowanej z innych instalacji prowadzący instalację nie przypisuje do instalacji importującej.

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące źródła emisji: kotły, palniki, turbiny, piece grzewcze, paleniska, piece do spopielania, piece do wypalania, piece, suszarki, silniki, spalanie gazów na wylotach kominów, płuczki do oczyszczania gazów (emisje z procesów technologicznych) oraz wszelkie inne urządzenia lub maszyny wykorzystujące paliwo, z wyłączeniem urządzeń lub maszyn wyposażonych w silniki spalinowe wykorzystywanych w transporcie.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Emisje z procesów spalania oblicza się zgodnie z art. 24 ust. 1, chyba że paliwa uwzględnia się w bilansie masowym zgodnie z art. 25. Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2 załącznika II. Ponadto emisje z procesów technologicznych powstające w wyniku oczyszczania spalin monitoruje się z zastosowaniem przepisów określonych w podsekcji C.

W przypadku emisji powstałych w wyniku spalania gazów na wylotach kominów stosuje się specjalne wymogi, określone w podsekcji D niniejszej sekcji.

Procesy spalania odbywające się w zakładach przetwarzania gazu można monitorować z zastosowaniem bilansu masowego zgodnie z art. 25.

C. *Oczyszczanie spalin*

Wielkość emisji CO_2 pochodzących z procesów, powstałych w wyniku zastosowania węglanów do oczyszczania kwaśnych gazów ze strumieni spalin oblicza się zgodnie z art. 24 ust. 2 na podstawie ilości zużytych węglanów, metodą A przedstawioną poniżej, lub wyprodukowanego gipsu, metodą B przedstawioną poniżej.

▼B

Metoda A: Współczynnik emisji

Poziom dokładności 1: Współczynnik emisji określa się na podstawie współczynników stechiometrycznych określonych w sekcji 2 załącznika VI. Ilość $CaCO_3$ i $MgCO_3$ w odnośnym materiale wsadowym określa się, stosując wytyczne dotyczące najlepszych praktyk przemysłowych.

Metoda B: Współczynnik emisji

Poziom dokładności 1: Współczynnik emisji jest równy stosunkowi stechiometrycznemu suchego gipsu ($CaSO_4.2H_2O$) do emitowanego CO_2: 0,2558 t CO_2/t gipsu.

D. *Spalanie gazów na wylotach kominów*

Obliczając wielkość emisji powstających w wyniku spalania gazów na wylotach kominów, prowadzący instalację uwzględnia spalanie rutynowe i operacyjne (w ramach rozruchu, wygaszania i wyłączeń samoczynnych oraz upusty awaryjne). Ponadto prowadzący instalację uwzględnia CO_2 związany w paliwie zgodnie z art. 48.

W drodze odstępstwa od sekcji 2.1 załącznika II poziomy dokładności 1 i 2b w odniesieniu do współczynnika emisji definiuje się w następujący sposób:

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje referencyjny współczynnik emisji wynoszący 0,00393 t CO_2/Nm^3, określony na podstawie spalania czystego etanu wykorzystanego jako zachowawcza wartość przybliżona dla gazów spalanych na wylotach kominów.

Poziom dokładności 2b: Współczynniki emisji właściwe dla instalacji określa się na podstawie szacowanego ciężaru cząsteczkowego strumienia gazu spalanego na wylocie komina, wykorzystując modelowanie procesu oparte na standardowych modelach stosowanych w przemyśle. Uwzględniając względne proporcje i ciężary cząsteczkowe każdego z dopływających strumieni określa się ważoną średnią roczną wielkość dla ciężaru cząsteczkowego gazu spalanego na wylocie komina.

W drodze odstępstwa od sekcji 2.3 załącznika II w przypadku spalania gazów na wylocie kominów dla współczynnika utleniania stosuje się tylko poziomy dokładności 1 i 2.

2. **Rafinowanie olejów mineralnych wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację prowadzi monitorowanie i raportowanie w zakresie wszystkich emisji CO_2 z procesów spalania i produkcyjnych występujących w rafineriach.

▼B

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: kotły, urządzenia grzewcze i przetwarzające stosowane w procesach technologicznych, silniki spalinowe spalania wewnętrznego/turbiny, utleniacze katalityczne i cieplne, piece do kalcynacji koksu, pompy strażackie, awaryjne i rezerwowe generatory energii, spalanie gazów na wylotach kominów, piece do spopielania, urządzenia do krakowania, urządzenia do produkcji wodoru, urządzenia do przeprowadzania procesu Clausa, regenerację katalityczną (w tym katalityczne krakowanie i inne procesy katalityczne) i retorty do koksowania (flexi-coking i koksowanie opóźnione).

B. *Szczególne zasady monitorowania*

W odniesieniu do emisji pochodzących z procesów spalania, w tym oczyszczania spalin, monitorowanie działań w zakresie rafinowania olejów mineralnych prowadzi się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika. Prowadzący instalację może zdecydować się na stosowanie metodyki bilansu masowego zgodnie z art. 25 w odniesieniu do całej rafinerii lub do poszczególnych jednostek produkcyjnych, takich jak jednostki gazyfikacji oleju ciężkiego lub kalcynacji. W przypadku zastosowania metodyki standardowej i bilansu masowego, prowadzący instalację przedstawia właściwemu organowi dowody potwierdzające, że zgłoszone emisje są kompletne oraz że nie dochodzi do podwójnego liczenia emisji.

W drodze odstępstwa od przepisów art. 24 i 25 emisje pochodzące z regeneracji urządzeń do krakowania katalitycznego, inne procesy regeneracji katalizatorów i flexi-cokers monitoruje się z zastosowaniem bilansu masowego, uwzględniając stan powietrza wlotowego i spalin. Cały CO w spalinach uwzględnia się jako CO_2, stosując zależność w odniesieniu do masy: t CO_2 = t CO * 1,571. Analiza powietrza wlotowego i spalin oraz dobór poziomów odbywają się zgodnie z przepisami art. 32–35. Konkretna metodyka obliczeń podlega zatwierdzeniu przez właściwy organ.

W drodze odstępstwa od art. 24 emisje pochodzące z produkcji wodoru oblicza się jako wartość danych dotyczących działalności (wyrażoną w tonach wsadu węglowodorów) pomnożoną przez współczynnik emisji (wyrażony jako t CO_2/t wsadu). W odniesieniu do współczynnika emisji definiuje się następujące poziomy dokładności:

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje wartość referencyjną 2,9 t CO_2 na tonę przetworzonego wsadu, określoną zachowawczo na podstawie etanu.

Poziom dokładności 2: Prowadzący instalację stosuje współczynnik emisji właściwy dla określonego rodzaju działań obliczony na podstawie zawartości węgla pierwiastkowego w gazie zasilającym, określonej zgodnie z art. 32–35.

3. **Produkcja koksu wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: surowce (w tym węgiel lub koks ponaftowy), paliwa konwencjonalne (w tym gaz ziemny), gazy pochodzące z procesów technologicznych (w tym gaz wielkopiecowy – BFG), inne paliwa i oczyszczanie gazów odlotowych.

▼B

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Do celów monitorowania emisji pochodzących z produkcji koksu prowadzący instalację może zdecydować się na stosowanie bilansu masowego zgodnie z art. 25 oraz sekcją 3 załącznika II lub na stosowanie metodyki standardowej zgodnie z art. 24 oraz sekcją 2 i 4 załącznika II.

4. **Prażenie i spiekanie rud metali wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: surowce (kalcynacja wapienia, dolomitu i węglanowych rud żelaza, w tym $FeCO_3$), paliwa konwencjonalne (w tym gaz ziemny, koks/miał koksowy), gazy pochodzące z procesów technologicznych (w tym gaz koksowniczy – COG, i gaz wielkopiecowy – BFG), pozostałości po procesie technologicznym używane jako materiał wsadowy, w tym odfiltrowane pyły ze spiekalni, konwertera i wielkiego pieca, inne paliwa i oczyszczanie spalin.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Do celów monitorowania emisji pochodzących z prażenia, spiekania lub grudkowania rud metali prowadzący instalację może zdecydować się na stosowanie bilansu masowego zgodnie z art. 25 oraz sekcją 3 załącznika II lub na stosowanie metodyki standardowej zgodnie z art. 24 oraz sekcją 2 i 4 załącznika II.

5. **Produkcja surówki i stali wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: surowce (kalcynacja wapienia, dolomitu i węglanowych rud żelaza, w tym $FeCO_3$), paliwa konwencjonalne (gaz ziemny, węgiel i koks), środki redukujące (w tym koks, węgiel i tworzywa sztuczne), gazy pochodzące z procesów technologicznych (gaz koksowniczy – COG, gaz wielkopiecowy – BFG i gaz konwertorowy – BOFG), zużyte elektrody grafitowe, inne paliwa i oczyszczanie gazów odlotowych.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Do celów monitorowania emisji pochodzących z produkcji surówki i stali prowadzący instalację może zdecydować się na stosowanie bilansu masowego zgodnie z art. 25 oraz sekcją 3 załącznika II lub na stosowanie metodyki standardowej zgodnie z art. 24 oraz sekcją 2 i 4 załącznika II co najmniej w odniesieniu do części strumieni materiałów wsadowych, unikając ewentualnych luk lub podwójnego liczenia emisji.

W drodze odstępstwa od sekcji 3.1 załącznika II, poziom dokładności 3 w odniesieniu do zawartości węgla pierwiastkowego definiuje się w następujący sposób:

Poziom dokładności 3: Prowadzący instalację określa zawartość węgla pierwiastkowego w strumieniach wejściowych i wyjściowych zgodnie z art. 32–35, w odniesieniu do pobierania w sposób reprezentatywny próbek paliw, produktów i produktów ubocznych oraz wyznaczania ich zawartości węgla i frakcji biomasy. Prowadzący instalację określa zawartość węgla pierwiastkowego w produktach lub półproduktach na podstawie rocznych analiz prowadzonych zgodnie z art.

▼B

32–35 niniejszego rozporządzenia lub na podstawie środkowych wartości przedziału zmienności zawartości węgla pierwiastkowego ustalonych w odnośnych normach międzynarodowych lub krajowych.

6. **Produkcja lub obróbka metali żelaznych i nieżelaznych wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację nie stosuje przepisów niniejszej sekcji do monitorowania i raportowania w zakresie emisji CO_2 z produkcji surówki, stali oraz pierwotnego aluminium.

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: paliwa konwencjonalne; paliwa alternatywne, w tym granulowane tworzywa sztuczne z instalacji do rozdrabniania; środki redukujące, w tym koks, elektrody grafitowe; surowce, w tym wapień i dolomit; rudy metali i koncentraty zawierające węgiel pierwiastkowy oraz surowce wtórne.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Jeśli węgiel pierwiastkowy pochodzący z paliw lub materiałów wsadowych używanych w danej instalacji pozostaje w produktach lub innych materiałach wyjściowych produkcji, prowadzący instalację stosuje metodę bilansu masowego zgodnie z art. 25 i sekcją 3 załącznika II. W innych przypadkach prowadzący instalację oblicza emisje z procesów spalania i z procesów technologicznych osobno, stosując metodykę standardową zgodnie z art. 24 oraz sekcjami 2 i 4 załącznika II.

W przypadku zastosowania bilansu masowego prowadzący instalację może zdecydować się na uwzględnienie w nim emisji z procesów spalania lub na zastosowanie metodyki standardowej zgodnie z art. 24 sekcją 1 niniejszego załącznika w odniesieniu do części strumieni materiałów wsadowych, unikając ewentualnych luk w danych lub podwójnego liczenia emisji.

7. **Emisje CO_2 z produkcji lub obróbki pierwotnego aluminium wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację stosuje przepisy niniejszej sekcji do monitorowania i raportowania w zakresie emisji CO_2 z produkcji elektrod służących do wytopu pierwotnego aluminium, w tym z samodzielnych jednostek produkujących takie elektrody.

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: paliwa do produkcji ciepła lub pary, produkcja elektrod, redukcja Al_2O_3 podczas elektrolizy związanej z zużyciem elektrod oraz stosowanie sody kalcynowanej lub innych węglanów do oczyszczania gazów odlotowych.

Powiązane emisje perfluorowęglowodorów – PFC, wynikające z efektów anodowych, w tym emisje niezorganizowane, monitoruje się zgodnie z sekcją 8 niniejszego załącznika.

▼B

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji CO_2 z produkcji lub obróbki pierwotnego aluminium, stosując metodykę bilansu masowego zgodnie z art. 25. W metodyce bilansu masowego uwzględnia się cały węgiel pierwiastkowy we wsadach, zapasach, produktach i inne eksporty z procesów mieszania, formowania, spiekania i recyklingu elektrod, jak również ze zużycia elektrod w procesie elektrolizy. W przypadku użycia wstępnie spieczonych anod można stosować oddzielne bilanse masowe dotyczące produkcji i zużycia lub jeden wspólny bilans masowy obejmujący zarówno produkcję, jak i zużycie elektrod. W przypadku użycia wanien Søderberga prowadzący instalację stosuje jeden wspólny bilans masowy.

Prowadzący instalację może zdecydować się na uwzględnienie w bilansie masowym emisji pochodzących z procesów spalania lub na zastosowanie w odniesieniu do nich metodyki standardowej zgodnie z art. 24 i sekcją 1 niniejszego załącznika co najmniej w odniesieniu do części strumieni materiałów wsadowych, unikając ewentualnych luk w danych lub podwójnego liczenia emisji.

8. **Emisje PFC z produkcji lub obróbki pierwotnego aluminium wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację stosuje poniższe przepisy do emisji perfluorowęglowodorów (PFC) wynikających z efektów anodowych, w tym emisji niezorganizowanych PFC. W odniesieniu do powiązanych emisji CO_2, w tym emisji pochodzących z produkcji elektrod, prowadzący instalację stosuje sekcję 7 niniejszego załącznika.

B. *Wyznaczanie wielkości emisji PFC*

Wielkość emisji PFC oblicza się uwzględniając emisje mierzone w kanale lub kominie („emisje punktowe ze źródła”) i emisje niezorganizowane wyznaczone z zastosowaniem całkowitej wydajności kanału:

(całkowite) emisje PFC = emisje PFC (w kanale)/całkowita wydajność

Całkowitą wydajność mierzy się po określeniu współczynników emisji właściwych dla instalacji. W celu ich określenia stosuje się najbardziej aktualną wersję wytycznych wymienionych dla poziomu dokładności 3 w sekcji 4.4.2.4 wytycznych IPCC z 2006 r.

Prowadzący instalację oblicza emisje CF_4 i C_2F_6 z kanału lub komina stosując jedną z następujących metod:

a) metodę A, przewidującą rejestrację czasu trwania efektu anodowego na wanno-dobę;

b) metodę B, przewidującą rejestrację nadnapięcia efektu anodowego.

▼B

Metoda obliczeniowa A – metoda nachylenia

W celu wyznaczenia wielkości emisji PFC prowadzący instalację stosuje następujące równania:

$$\text{emisje } CF_4 \text{ [t]} = AEM \times (SEF_{CF4}/1\,000) \times Pr_{Al}$$

$$\text{emisje } C_2F_6 \text{ [t]} = \text{emisje } CF_4 * F_{C2F6}$$

gdzie:

AEM = czas trwania efektu anodowego na wanno-dobę,

SEF_{CF4} = nachylenie współczynnika emisji [(kg CF_4/t produkowanego Al)/(czas trwania efektu anodowego/wanno-doba)]. W przypadku stosowania różnego rodzaju wanien stosuje się różne SEF, stosownie do przypadku,

Pr_{Al} = roczna produkcja pierwotnego aluminium [t],

F_{C2F6} = wagowy udział frakcji C_2F_6 (t C_2F_6/t CF_4).

Czas trwania efektu anodowego na wanno-dobę wyraża częstotliwość efektów anodowych (liczba efektów anodowych/wanno-doba) pomnożoną przez średni czas trwania efektów anodowych (czas trwania efektu anodowego/wystąpienie):

$$AEM = \text{częstotliwość} \times \text{średni czas trwania}$$

Współczynnik emisji: Współczynnik emisji dla CF_4 (nachylenie współczynnika emisji, SEF_{CF4}) wyraża ilość emitowanego CF_4 [kg] na tonę produkowanego aluminium w czasie trwania efektu anodowego/wanno-doba. Współczynnik emisji C_2F_6 (wagowy udział frakcji F_{C2F6}) wyraża ilość emitowanego C_2F_6 [t] proporcjonalnie do ilości emitowanego CF_4 [t].

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje współczynniki emisji właściwe dla danej technologii z tabeli 1 niniejszej sekcji załącznika IV.

Poziom dokładności 2: Prowadzący instalację stosuje właściwe dla danej instalacji współczynniki emisji dla CF_4 i C_2F_6 określone w drodze ciągłego lub okresowego pomiaru w terenie. W celu określenia takich współczynników emisji prowadzący instalację stosuje najbardziej aktualną wersję wytycznych wymienionych dla poziomu dokładności 3 w sekcji 4.4.2.4

▼B

wytycznych IPCC z 2006 r. ([1]). Prowadzący instalację określa każdy współczynnik emisji z maksymalną niepewnością wynoszącą ± 15 %.

Prowadzący instalację określa współczynniki emisji co najmniej raz na trzy lata lub częściej, jeżeli jest to konieczne ze względu na istotne zmiany w instalacji. Istotne zmiany obejmują zmianę w rozkładzie czasu trwania efektu anodowego lub zmianę w algorytmie kontroli wpływające na kompozycję typów efektów anodowych lub na standardowy sposób kończenia efektu anodowego.

Tabela 1: Właściwe dla danej technologii współczynniki emisji odnoszące się do danych dotyczących działalności do celów metody nachylenia

Technologia	Współczynnik emisji dla CF_4 (SEF_{CF4}) [(kg CF_4/t Al)/(AE-min/wanno-doba)]	Współczynnik emisji dla C_2F_6 (F_{C2F6}) [t C_2F_6/t CF_4]
Elektrolizer Prebake (CWPB)	0,143	0,121
Elektrolizer Søderberg (VSS)	0,092	0,053

Metoda obliczeniowa B – metoda nadnapięciowa

W przypadku stosowania pomiaru nadnapięcia efektu anodowego prowadzący instalację stosuje do wyznaczenia wielkości emisji PFC następujące równania:

$$\text{emisje } CF_4 \text{ [t]} = OVC \times (AEO/CE) \times Pr_{Al} \times 0{,}001$$

$$\text{emisje } C_2F_6 \text{ [t]} = \text{emisje } CF_4 \times F_{C2F6}$$

gdzie:

OVC = współczynnik nadnapięcia („współczynnik emisji”) wyrażony w kg CF_4 na tonę produkowanego aluminium na mV nadnapięcia,

AEO = nadnapięcie efektu anodowego na wannę [mV] określone jako całość (czas × napięcie powyżej napięcia nominalnego) podzielone przez czas (okres) zbierania danych,

CE = średnia wydajność prądowa produkcji aluminium [%],

Pr_{Al} = roczna produkcja pierwotnego aluminium [t],

([1]) International Aluminium Institute; *The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol*; październik 2006 r.; US Environmental Protection Agency and International Aluminium Institute; *Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF4) and Hexafluoroethane (C2F6) Emissions from Primary Aluminum Production*; kwiecień 2008 r.

▼B

F_{C2F6} = wagowy udział frakcji C_2F_6 (t C_2F_6/t CF_4).

Termin AEO/CE (nadnapięcie efektu anodowego/wydajność prądowa) wyraża zintegrowane czasowo średnie nadnapięcie efektu anodowego [nadnapięcie mV] w stosunku do średniej wydajności prądowej [%].

Współczynnik emisji: Współczynnik emisji dla CF_4 („współczynnik nadnapięcia" OVC) wyraża ilość emitowanego CF_4 [kg] na tonę produkowanego aluminium na miliwolt nadnapięcia [mV]. Współczynnik emisji C_2F_6 (wagowy udział frakcji F_{C2F6}) wyraża ilość emitowanego C_2F_6 [t] proporcjonalnie do ilości emitowanego CF_4 [t].

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje współczynniki emisji właściwe dla danej technologii z tabeli 2 niniejszej sekcji załącznika IV.

Poziom dokładności 2: Prowadzący instalację stosuje właściwe dla danej instalacji współczynniki emisji dla CF_4 [(kg CF_4/t Al)/(mV)] i C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4] określone w drodze ciągłego lub okresowego pomiaru w terenie. W celu określenia takich współczynników emisji prowadzący instalację stosuje najbardziej aktualną wersję wytycznych wymienionych dla poziomu dokładności 3 w sekcji 4.4.2.4 wytycznych IPCC z 2006 r. prowadzący instalację określa współczynniki emisji z maksymalną niepewnością wynoszącą każdorazowo 15 %.

Prowadzący instalację określa współczynniki emisji co najmniej raz na trzy lata lub częściej, jeżeli jest to konieczne ze względu na istotne zmiany w instalacji. Istotne zmiany obejmują zmianę w rozkładzie czasu trwania efektu anodowego lub zmianę w algorytmie kontroli wpływające na kompozycję typów efektów anodowych lub na standardowy sposób kończenia efektu anodowego.

Tabela 2: Właściwe dla danej technologii współczynniki emisji odnoszące się do danych dotyczących działalności do celów metody nadnapięciowej

Technologia	Współczynnik emisji dla CF_4 [(kg CF_4/t Al)/mV]	Współczynnik emisji dla C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4]
Elektrolizer Prebake (CWPB)	1,16	0,121
Elektrolizer Søderberg (VSS)	n.d.	0,053

▼B

C. *Wyznaczanie wielkości emisji $CO_{2(e)}$*

Prowadzący instalację oblicza wielkość emisji CO_2(e) na podstawie emisji CF_4 i C_2F_6 w przedstawiony poniżej sposób, stosując współczynniki ocieplenia globalnego podane w załączniku VI sekcja 3 tabela 6:

emisje PFC [t $CO_{2(e)}$] = emisje CF_4 [t] * GWP_{CF4} + emisje C_2F_6 [t] * GWP_{C2F6}

9. **Produkcja klinkieru cementowego wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: kalcynacja wapienia znajdującego się w surowcach, konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania, alternatywne paliwa do wypalania i surowce bazujące na kopalinach, paliwa do wypalania z biomasy (w tym odpady biomasy), paliwa niestosowane do wypalania, zawartość węgla organicznego w wapieniu i łupkach oraz surowce używane do oczyszczania gazów odlotowych.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Emisje pochodzące z procesów spalania monitoruje się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika. Emisje z procesów technologicznych pochodzące ze składników mączki surowcowej monitoruje się zgodnie z sekcją 4 załącznika II na podstawie zawartości węglanów we wsadzie do procesu (metoda obliczeniowa A) lub ilości produkowanego klinkieru (metoda obliczeniowa B). Należy uwzględnić co najmniej następujące węglany: $CaCO_3$, $MgCO_3$ i $FeCO_3$.

Emisje CO_2 związane z pyłami usuwanymi z procesu oraz węglem organicznym w surowcach dodaje się zgodnie z podsekcjami C i D niniejszej sekcji załącznika IV.

Metoda obliczeniowa A: Wsad do pieca

Jeśli pył z pieca do wypalania cementu (CKD) i pył z filtrów obejściowych opuszczają układ pieca, prowadzący instalację nie uwzględnia powiązanego surowca jako wsadu do procesu, lecz oblicza wielkość emisji na podstawie CKD zgodnie z podsekcją C.

Jeżeli mączka surowcowa nie jest scharakteryzowana, prowadzący instalację stosuje wymogi w zakresie niepewności oddzielnie do każdego z odnośnych zawierających węgiel pierwiastkowy wsadów do pieca, unikając podwójnego liczenia lub pominięć w odniesieniu do materiałów zwracanych lub obejściowych. Jeśli wartość danych dotyczących działalności wyznacza się na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru, ilość netto mączki surowcowej można określić na podstawie empirycznie wyznaczonego dla danej instalacji stosunku mączki surowcowej do klinkieru. Ten stosunek należy aktualizować co najmniej raz do roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk przemysłowych.

Metoda obliczeniowa B: Produkcja klinkieru

Prowadzący instalację wyznacza wartość danych dotyczących działalności jako produkcję klinkieru [t] w okresie sprawozdawczym w jeden z następujących sposobów:

a) przez bezpośrednie ważenie klinkieru;

▼B

b) na podstawie wielkości dostaw cementu, poprzez bilans materiałowy uwzględniający klinkier wysłany, klinkier dostarczony, jak również zmienność stanu zapasów klinkieru, z zastosowaniem poniższego równania:

klinkier wyprodukowany [t] = ((cement dostarczony [t] – zmienność stanu zapasów cementu[t]) * stosunek klinkier/cement [t klinkieru/t cementu]) – (klinkier dostarczony [t] + klinkier wysłany [t]) – zmiana stanu zapasów klinkieru [t]).

Prowadzący instalację określa stosunek cement/klinkier dla każdego z różnych produktów cementowych zgodnie z przepisami art. 32–35 lub oblicza go na podstawie różnicy w dostawach cementu i zmian zapasów oraz wszystkich materiałów użytych jako dodatki do cementu, łącznie z pyłem z filtrów obejściowych i pyłem z pieca do wypalania cementu.

W drodze odstępstwa od sekcji 4 załącznika II poziom dokładności 1 w odniesieniu do współczynnika emisji definiuje się w następujący sposób:

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik emisji wynoszący 0,525 t CO_2/t klinkieru.

C. *Emisje związane ze zrzucanymi pyłami*

Prowadzący instalację dodaje emisje CO_2 z pyłu z filtrów obejściowych lub pyłu z pieca do wypalania cementu (CKD) opuszczającego układ pieca, skorygowane o współczynnik częściowej kalkulacji CKD obliczany jako emisje z procesów technologicznych zgodnie z art. 24 ust 2. W drodze odstępstwa od sekcji 4 załącznika II poziomy dokładności 1 i 2 w odniesieniu do współczynnika emisji definiuje się w następujący sposób:

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik emisji wynoszący 0,525 t CO_2/t pyłu.

Poziom dokładności 2: Prowadzący instalację określa współczynnik emisji (EF) co najmniej raz w roku zgodnie z art. 32–35 i z zastosowaniem następującego wzoru:

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

gdzie:

EF_{CKD} = współczynnik emisji z pyłu z pieca do wypalania cementu uległego częściowej kalcynacji [t CO_2/t CKD],

EF_{Cli} = właściwy dla danej instalacji współczynnik emisji dotyczący klinkieru [CO_2/t klinkieru],

d = stopień kalcynacji CKD (uwolniony CO_2 jako % całkowitej ilości CO_2 z węglanów w mieszaninie surowców).

Poziom dokładności 3 w odniesieniu do współczynnika emisji nie ma zastosowania.

▼B

D. *Emisje z niewęglanowego węgla w mączce surowcowej*

Wielkość emisji z niewęglanowego węgla, co najmniej zawartego w wapieniu, łupkach lub alternatywnych surowcach (np. popiół lotny) wykorzystanych w mączce surowcowej w piecu prowadzący instalację wyznacza zgodnie z art. 24 ust. 2.

W odniesieniu do współczynnika emisji stosuje się następujące definicje poziomów dokładności:

Poziom dokładności 1: Zawartość węgla niewęglanowego w odnośnym surowcu ocenia się zgodnie z wytycznymi dotyczącymi najlepszych praktyk przemysłowych.

Poziom dokładności 2: Zawartość węgla niewęglanowego w odnośnym surowcu określa się co najmniej raz w roku, zgodnie z przepisami art. 32–35.

W odniesieniu do współczynnika konwersji stosuje się następujące definicje poziomów dokładności:

Poziom dokładności 1: Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.

Poziom dokładności 2: Współczynnik konwersji oblicza się, stosując najlepsze praktyki przemysłowe.

10. **Produkcja wapna bądź kalcynacja dolomitu lub magnezytu wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: kalcynacja wapienia, dolomitu lub magnezytu znajdujących się w surowcach, konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania, alternatywne paliwa do wypalania i surowce bazujące na kopalinach, paliwa do wypalania z biomasy (w tym odpady biomasy) i inne paliwa.

Jeśli wapna palonego i CO_2 pochodzącego z wapienia używa się w procesach oczyszczania, przy czym w przybliżeniu ta sama ilość CO_2 zostaje znów związana, nie wymaga się osobnego uwzględnienia w planie monitorowania instalacji rozkładu węglanów, a także procesu oczyszczania.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Emisje pochodzące z procesów spalania monitoruje się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika. Emisje z procesów technologicznych pochodzące z surowców monitoruje się zgodnie z sekcją 4 załącznika II. Zawsze należy uwzględniać węglany wapnia i magnezu. Pozostałe węglany i węgiel organiczny zawarty w surowcach uwzględnia się w stosownych przypadkach.

W przypadku metodyki opartej na wsadzie, wartości zawartości węglanów dostosowuje się w zależności od zawartości wilgoci i skały płonnej w materiale. W przypadku produkcji magnezu należy uwzględnić, stosownie do sytuacji, minerały zawierające magnez inne niż węglany.

▼B

Należy unikać podwójnego liczenia lub pominięć w odniesieniu do materiałów zwracanych lub obejściowych. Stosując metodę B, pył z pieca do wypalania wapna traktuje się, w stosownych przypadkach, jako oddzielny strumień materiałów wsadowych.

Jeśli CO_2 używa się w zakładzie lub przenosi do innego zakładu do celów produkcji wytrąconego węglanu wapnia (PCC), taką ilość CO_2 uznaje się za wyemitowaną przez instalację produkującą CO_2.

11. **Produkcja szkła, włókna szklanego lub wełny mineralnej wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację stosuje przepisy zawarte w niniejszej sekcji również do instalacji do produkcji szkła wodnego i wełny skalnej.

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: topienie węglanów alkalicznych i metali ziem alkalicznych w surowcach, konwencjonalne paliwa kopalne, alternatywne paliwa do wypalania i surowce bazujące na kopalinach, paliwa do wypalania z biomasy (w tym odpady biomasy), inne paliwa, dodatki zawierające węgiel pierwiastkowy, w tym koks, pył węglowy i grafit, dopalanie spalin po spalaniu i oczyszczanie spalin.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Emisje z procesów spalania, w tym oczyszczania spalin, i z wsadów do procesu, w tym koksu, grafitu i pyłu węglowego, monitoruje się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika. Emisje z procesów technologicznych pochodzące z surowców monitoruje się zgodnie z sekcją 4 załącznika II. Należy uwzględnić co najmniej następujące węglany: $CaCO_3$, $MgCO_3$, Na_2CO_3, $NaHCO_3$, $BaCO_3$, Li_2CO_3, K_2CO_3 i $SrCO_3$. Stosuje się tylko metodę A.

W odniesieniu do współczynnika emisji stosuje się następujące definicje poziomów dokładności:

Poziom dokładności 1:	Stosuje się współczynniki stechiometryczne przedstawione w sekcji 2 załącznika VI. Czystość odnośnych materiałów wsadowych określa się przez zastosowanie najlepszych praktyk przemysłowych.
Poziom dokładności 2:	Ilości odnośnych węglanów w każdym z odnośnych materiałów wsadowych określa się zgodnie z przepisami art. 32–35.

W odniesieniu do współczynnika konwersji stosuje się tylko poziom dokładności 1.

▼B

12. **Produkcja wyrobów ceramicznych wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: paliwa do wypalania, kalcynacja wapienia/dolomitu i innych węglanów znajdujących się w surowcach, wapień i inne węglany stosowane do ograniczania zanieczyszczeń powietrza i w innych procesach oczyszczania spalin, kopalne/pochodzące z biomasy dodatki stosowane do wywołania porowatości, w tym polistyren, pozostałości z produkcji papieru i trociny, kopalny materiał organiczny w glinie i innych surowcach.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Emisje pochodzące z procesów spalania, w tym oczyszczania spalin, monitoruje się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika. Emisje z procesów technologicznych pochodzące ze składników mączki surowcowej monitoruje się zgodnie z sekcją 4 załącznika II. W przypadku ceramiki na bazie oczyszczonych lub syntetycznych glin prowadzący instalację może zastosować metodę A lub metodę B. W przypadku wyrobów ceramicznych na bazie nieprzetworzonych glin lub w przypadku wykorzystania wszelkich glin lub dodatków ze znaczną zawartością substancji organicznych prowadzący instalację stosuje metodę A. Zawsze należy uwzględniać węglany wapnia. Pozostałe węglany i węgiel organiczny zawarty w surowcach uwzględnia się w stosownych przypadkach.

W drodze odstępstwa od sekcji 4 załącznika II, w odniesieniu do współczynników emisji dotyczących emisji z procesów technologicznych stosuje się następujące definicje poziomów dokładności:

Metoda A (na podstawie wsadu)

Poziom dokładności 1: Do obliczania współczynnika emisji stosuje się zamiast wyników analiz zachowawczą wartość 0,2 ton $CaCO_3$ (odpowiadającą 0,08794 ton CO_2) na tonę suchej gliny.

Poziom dokładności 2: Współczynnik emisji dla każdego strumienia materiałów wsadowych określa się i aktualizuje przynajmniej raz w roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk przemysłowych, w sposób odzwierciedlający konkretne warunki lokalne oraz zestaw wyrobów z instalacji.

Poziom dokładności 3: Skład odnośnych surowców określa się zgodnie z art. 32–35.

Metoda B (na podstawie produkcji)

Poziom dokładności 1: Do określania współczynnika emisji stosuje się zamiast wyników analiz zachowawczą wartość 0,123 ton CaO (odpowiadającą 0,09642 ton CO_2) na tonę produktu.

▼B

Poziom dokładności 2: Współczynnik emisji określa się i aktualizuje przynajmniej raz w roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk przemysłowych, w sposób odzwierciedlający konkretne warunki lokalne oraz zestaw wyrobów z instalacji.

Poziom dokładności 3: Skład wyrobów określa się zgodnie z art. 32–35.

W drodze odstępstwa od sekcji 1 niniejszego załącznika, w przypadku oczyszczania spalin w odniesieniu do współczynnika emisji stosuje się następujący poziom dokładności:

Poziom dokładności 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik stechiometryczny $CaCO_3$ podany w sekcji 2 załącznika VI.

W przypadku oczyszczania nie stosuje się żadnego innego poziomu dokładności ani współczynnika konwersji. Należy unikać podwójnego liczenia wynikającego z zastosowania wapienia z recyklingu jako surowca w tej samej instalacji.

13. **Produkcja wyrobów gipsowych i płyt gipsowo-kartonowych wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej emisje CO_2 z wszystkich typów działalności obejmujących procesy spalania.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Emisje pochodzące z procesów spalania monitoruje się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika.

14. **Produkcja pulpy drzewnej i papieru wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: kotły, turbiny gazowe i inne urządzenia wykorzystujące procesy spalania i wytwarzające parę lub energię, kotły regeneracyjne i inne urządzenia, w których spala się ługi powarzelne, piece do spopielania, piece do wypalania wapna i piece do kalcynacji, oczyszczanie gazów odlotowych i suszarki zasilane paliwem (takie jak suszarki na podczerwień).

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Monitorowanie emisji pochodzących z procesów spalania, w tym oczyszczania spalin, prowadzi się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika.

Emisje z procesów technologicznych pochodzące z surowców używanych jako dodatkowe związki chemiczne, w tym co najmniej z wapienia lub węglanu sodowego, monitoruje się metodą A zgodnie z sekcją 4 załącznika II. Emisje CO_2 z odzysku osadu wapiennego w produkcji pulpy drzewnej traktuje się jako emisje CO_2 pochodzenia biomasowego. Zakłada się, że tylko ilość CO_2 proporcjonalna do uzupełnianej ilości dodatkowych związków chemicznych powoduje emisje kopalnego CO_2.

▼B

Jeśli CO_2 używa się w zakładzie lub przenosi do innego zakładu do celów produkcji wytrąconego węglanu wapnia (PCC), taką ilość CO_2 uznaje się za wyemitowaną przez instalację produkującą CO_2.

W odniesieniu do dodatkowych związków chemicznych stosuje się następujące definicje poziomów dokładności dla współczynnika emisji:

Poziom dokładności 1: Stosuje się współczynniki stechiometryczne przedstawione w sekcji 2 załącznika VI. Czystość odnośnych materiałów wsadowych określa się przez zastosowanie najlepszych praktyk przemysłowych. Uzyskane wartości dostosowuje się odpowiednio do wilgotności i zawartości skały płonnej w stosowanych materiałach węglanowych.

Poziom dokładności 2: Ilości odnośnych węglanów w każdym z odnośnych materiałów wsadowych określa się zgodnie z przepisami art. 32–35.

W odniesieniu do współczynnika konwersji stosuje się tylko poziom dokładności 1.

15. **Produkcja sadzy wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia jako źródła emisji CO_2 co najmniej wszystkie paliwa przeznaczone do spalania, a także paliwa używane jako wsad do procesu.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Emisje z produkcji sadzy można monitorować jako emisje z procesów spalania, łącznie z oczyszczaniem spalin zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika lub z zastosowaniem bilansu masowego zgodnie z art. 25 i sekcją 3 załącznika II.

16. **Wyznaczanie wielkości emisji podtlenku azotu (N_2O) z produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, glioksalu i kwasu glioksalowego wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

W odniesieniu do każdego rodzaju działań prowadzącego do emisji N_2O każdy prowadzący instalację uwzględnia wszystkie źródła emitujące N_2O z procesów produkcyjnych, w tym przypadki, w których emisje N_2O z produkcji są kierowane poprzez urządzenia do obniżania emisji. Dotyczy to każdego z następujących procesów:

a) produkcji kwasu azotowego – emisji N_2O z utleniania katalitycznego amoniaku i/lub z urządzeń do obniżania emisji NO_x/N_2O;

b) produkcji kwasu adypinowego – emisji N_2O, w tym emisji z reakcji utlenienia, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje;

▼B

c) produkcji glioksalu i kwasu glioksalowego – emisji N_2O, w tym emisji z reakcji procesowych, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje;

d) produkcji kaprolaktamu – emisji N_2O, w tym emisji z reakcji procesowych, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje.

Tych przepisów nie stosuje się w odniesieniu do żadnych emisji N_2O ze spalania paliw.

B. *Wyznaczanie wielkości emisji N_2O*

B.1. Roczne emisje N_2O

Prowadzący instalację monitoruje emisje N_2O z produkcji kwasu azotowego, stosując ciągły pomiar emisji. Prowadzący instalację monitoruje emisje N_2O z produkcji kwasu adypinowego, kaprolaktamu, glioksalu i kwasu glioksalowego, stosując metodykę opartą na pomiarach w przypadku emisji obniżonych oraz metodę opartą na obliczeniach (z wykorzystaniem metodyki bilansu masowego) w przypadku tymczasowego wystąpienia emisji nieobniżonych.

W przypadku każdego źródła emisji, dla którego stosuje się ciągłe pomiary emisji, prowadzący instalację uznaje całkowitą roczną wielkość emisji za sumę wszystkich godzinowych wielkości emisji, stosując następujący wzór:

$$\text{emisje } N_2O_{\text{roczne}}\,[t] = \Sigma\,[N_2O \text{ stęż.}_{\text{godz.}}\,[mg/Nm^3] \times \text{przepływ spalin}_{\text{godz.}}\,[Nm^3/h]] \times 10^{-9}$$

gdzie:

emisje N_2O_{roczne} [t] = całkowita roczna wielkość emisji N_2O ze źródła emisji w tonach N_2O,

N_2O stęż.$_{\text{godz.}}$ = godzinowe stężenia N_2O w mg/Nm^3 w przepływie spalin mierzone podczas działania,

przepływ spalin = przepływ spalin określony w Nm^3/h dla każdego stężenia godzinowego.

B.2. Godzinowe wielkości emisji N_2O

Prowadzący instalację oblicza średnią roczną wielkość godzinową emisji N_2O dla każdego źródła, dla którego stosuje się ciągłe pomiary emisji, stosując następujące równanie:

$$\text{emisje } N_2O_{\text{śr. godz.}}[kg/h] = \frac{\sum(N_2O \text{ stęż.}_{\text{godz.}}[mg/Nm^3] \times \text{przepływ spalin}[Nm^3/h] \times 10^{-6})}{\text{Godziny działania}[h]}$$

gdzie:

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

N_2O stęż.$_{\text{godz.}}$ = godzinowe stężenia N_2O w mg/Nm^3 w przepływie spalin mierzone podczas działania,

przepływ spalin = przepływ spalin określony w Nm^3/h dla każdego stężenia godzinowego.

▼B

Prowadzący instalację wyznacza godzinowe stężenia N_2O [mg/Nm^3] w przepływie spalin z każdego źródła emisji, stosując metodykę opartą na pomiarach w reprezentatywnym punkcie umieszczonym za urządzeniami do obniżania emisji NO_x/N_2O, jeżeli są stosowane. Prowadzący instalację stosuje techniki umożliwiające pomiar stężeń N_2O wszystkich źródeł emisji zarówno w warunkach obniżonych, jak i nieobniżonych emisji. Jeżeli w takich okresach wzrasta niepewność, operator uwzględnia to w ocenie niepewności.

Prowadzący instalację dostosowuje w razie potrzeby wszystkie pomiary do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza je w spójny sposób.

B.3. Wyznaczanie przepływu spalin

Do pomiaru przepływu spalin do celów monitorowania emisji N_2O prowadzący instalację stosuje metody monitorowania przepływu spalin określone w art. 43 ust. 5 niniejszego rozporządzenia. W odniesieniu do produkcji gazu azotowego prowadzący instalację stosuje metodę zgodną z art. 43 ust. 5 lit. a), chyba że nie jest to technicznie wykonalne. W takim przypadku po uzyskaniu zgody właściwego organu, prowadzący instalację stosuje metodę alternatywną, w tym metodykę bilansu masowego opartą na istotnych parametrach, takich jak nakład amoniaku, lub wyznacza przepływ w drodze ciągłego pomiaru przepływu emisji.

Przepływ spalin oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$V_{\text{przepływ spalin}}\ [Nm^3/h] = V_{\text{powietrze}} * (1 - O_{2\ \text{powietrze}})/(1 - O_{2\ \text{spaliny}})$$

gdzie:

$V_{\text{powietrze}}$ = całkowity wpływ powietrza w Nm^3/h w warunkach standardowych,

$O_{2\ \text{powietrze}}$ = frakcja objętościowa O_2 w suchym powietrzu [= 0,2095],

$O_{2\ \text{spaliny}}$ = frakcja objętościowa O_2 w spalinach.

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

O ile w planie monitorowania nie zaznaczono inaczej, prowadzący instalację stosuje następujący wzór:

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

gdzie:

$V_{\text{pierw.}}$ = pierwotny wpływ powietrza w Nm^3/h w warunkach standardowych,

$V_{\text{wtórny}}$ = wtórny wpływ powietrza w Nm^3/h w warunkach standardowych,

$V_{\text{oddz.}}$ = oddzielający wpływ powietrza w Nm^3/h w warunkach standardowych.

Prowadzący instalację wyznacza wartość $V_{\text{pierw.}}$ za pomocą ciągłego pomiaru przepływu przed wymieszaniem z amoniakiem. Wartość $V_{\text{wtórny}}$ prowadzący instalację wyznacza za pomocą ciągłego pomiaru przepływu, w tym dokonując pomiaru w punkcie umieszczonym przed urządzeniem do odzysku ciepła. Jako wartość $V_{\text{oddz.}}$ prowadzący instalację traktuje przepływ oczyszczonego powietrza w procesie produkcji kwasu azotowego.

▼B

W przypadku strumieni powietrza wlotowego odpowiadających łącznie za mniej niż 2,5 % całkowitego przepływu powietrza właściwy organ może przyjąć szacunkową metodę określania takiego tempa przepływu powietrza zaproponowaną przez prowadzącego instalację w oparciu o najlepsze praktyki przemysłowe.

W oparciu o pomiar w warunkach normalnego działania prowadzący instalację przedstawia dowody potwierdzające, że mierzony przepływ spalin jest wystarczająco jednorodny, aby dopuszczalne było zastosowanie zaproponowanej metody pomiarowej. Jeżeli w wyniku pomiarów zostanie stwierdzone, że przepływ jest niejednorodny, prowadzący instalację uwzględnia to przy określaniu właściwych metod monitorowania i przy obliczaniu niepewności dotyczącej emisji N_2O.

Prowadzący instalację dostosowuje wszystkie pomiary do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza je w spójny sposób.

B.4. Stężenia tlenu (O_2)

Prowadzący instalację mierzy stężenia tlenu w spalinach, jeżeli jest to konieczne dla obliczenia przepływu spalin zgodnie z podsekcją B.3 niniejszej sekcji załącznika IV. Prowadzący instalację stosuje się przy tym do wymogów dotyczących pomiarów stężenia, określonych w art. 41 ust. 1 i 2. Wyznaczając niepewność emisji N_2O, prowadzący instalację uwzględnia niepewność pomiarów stężenia O_2.

Prowadzący instalację dostosowuje w razie potrzeby wszystkie pomiary do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza je w spójny sposób.

B.5. Obliczanie emisji N_2O

W przypadku określonych okresów nieobniżonych emisji N_2O z produkcji kwasu adypinowego, kaprolaktamu, glioksalu i kwasu glioksalowego, w tym nieobniżonych emisji z wentylacji ze względów bezpieczeństwa i emisji w przypadku awarii sprzętu służącego do obniżenia emisji, jeżeli ciągłe monitorowanie emisji N_2O nie jest technicznie wykonalne, prowadzący instalację, z zastrzeżeniem zatwierdzenia odpowiedniej metodyki przez właściwy organ, oblicza emisje N_2O, stosując metodykę bilansu masowego. W tym celu całkowita niepewność jest zbliżona do wyniku zastosowania wymogów dotyczących poziomów dokładności określonych w art. 41 ust. 1 i 2. Stosując metodę obliczeniową, prowadzący instalację opiera się na maksymalnym potencjalnym natężeniu emisji N_2O z reakcji chemicznej odbywającej się w czasie i w okresie emisji.

Przy określaniu średniej rocznej niepewności godzinowej dla danego źródła emisji prowadzący instalację uwzględnia niepewność każdej obliczonej wielkości emisji w odniesieniu do takiego źródła emisji.

B.6. Określanie tempa produkcji dla danej działalności

Tempo produkcji oblicza się na podstawie dziennych sprawozdań z produkcji oraz liczby godzin działania.

▼B

B.7. Częstotliwość pobierania próbek

Prawidłowe średnie wartości godzinowe lub średnie dla krótszych okresów referencyjnych oblicza się zgodnie z art. 44 dla:

a) stężenia N_2O w spalinach;

b) całkowitego przepływu spalin, jeśli jest mierzony bezpośrednio i jest to wymagane;

c) wszystkich przepływów gazów i stężeń tlenu niezbędnych do określenia całkowitego przepływu spalin w sposób pośredni.

C. *Obliczanie rocznego ekwiwalentu CO_2 – $CO_{2(e)}$*

Prowadzący instalację dokonuje konwersji całkowitej rocznej wielkości emisji N_2O ze wszystkich źródeł emisji, mierzonej w tonach do trzech miejsc po przecinku, na roczną wielkość $CO_{2(e)}$ w tonach po zaokrągleniu, stosując poniższy wzór i wartości WOG podane w załączniku VI sekcja 3:

$$CO_{2(e)}\ [t] = N_2O_{\ \text{rocznie}}\ [t] \times WOG_{N2O}$$

Całkowitą roczną wielkość $CO_{2(e)}$ ze wszystkich źródeł emisji oraz wszelkie bezpośrednie emisje CO_2 z innych źródeł emisji objętych zezwoleniem na emisję gazów cieplarnianych dodaje się do całkowitej rocznej wielkości emisji CO_2 z instalacji oraz wykorzystuje do celów raportowania i umarzania uprawnień.

Całkowitą roczną wielkość emisji N_2O zgłasza się w tonach do trzech miejsc po przecinku oraz jako $CO_{2(e)}$ w tonach po zaokrągleniu.

17. **Produkcja amoniaku wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: spalanie paliw dostarczające ciepło do celów reformowania lub częściowego utleniania, paliwa używane jako wsad do procesu w procesie produkcji amoniaku (reformowanie lub częściowe utlenianie), paliwa używane w innych procesach spalania, w tym w celu ogrzewania wody lub wytwarzania pary wodnej.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Do celów monitorowania emisji z procesów spalania i z paliw używanych jako wsad do procesu stosuje się metodykę standardową zgodnie z art. 24 oraz sekcją 1 niniejszego załącznika.

Jeśli CO_2 z produkcji amoniaku wykorzystuje się jako materiał wsadowy do produkcji mocznika lub innych chemikaliów bądź przenosi się go z instalacji do jakiegokolwiek wykorzystania nieobjętego art. 49 ust. 1, odnośną ilość CO_2 uznaje się za wyemitowaną przez instalację produkującą CO_2.

▼B

18. **Produkcja chemikaliów organicznych luzem wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące źródła emisji CO_2: krakowanie (katalityczne i niekatalityczne), reformowanie, częściowe lub pełne utlenianie, podobne procesy powodujące emisję CO_2 z węgla pierwiastkowego zawartego w węglowodorowym materiale wsadowym, spalanie gazów odlotowych i na wylotach kominów oraz spalanie paliwa w innych procesach spalania.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Jeżeli produkcja chemikaliów organicznych luzem jest zintegrowana technicznie w ramach rafinerii olejów mineralnych, prowadzący instalację stosuje odpowiednie przepisy zawarte w sekcji 2 niniejszego załącznika.

Niezależnie od akapitu pierwszego, jeśli używane paliwa nie uczestniczą w reakcjach służących produkcji chemikaliów organicznych luzem ani nie pochodzą z takich reakcji, prowadzący instalację monitoruje emisje z procesów spalania, stosując metodykę standardową zgodnie z art. 24 oraz z sekcją 1 niniejszego załącznika. We wszystkich pozostałych przypadkach prowadzący instalację może zdecydować się na monitorowanie emisji z produkcji chemikaliów organicznych luzem z zastosowaniem metodyki bilansu masowego zgodnie z art. 25 lub metodyki standardowej zgodnie z art. 24. W przypadku zastosowania metodyki standardowej prowadzący instalację przedstawia właściwemu organowi dowody potwierdzające, że wybrana metodyka obejmuje wszystkie istotne emisje, które objęłaby również metodyka bilansu masowego.

Do celów wyznaczenia zawartości węgla pierwiastkowego zgodnie z poziomem dokładności 1 stosuje się referencyjne współczynniki emisji wyszczególnione w tabeli 5 załącznika VI. W przypadku substancji niewymienionych w tabeli 5 załącznika VI lub w innych przepisach niniejszego rozporządzenia prowadzący instalację oblicza zawartość węgla na podstawie stechiometrycznej zawartości węgla pierwiastkowego w czystej substancji oraz stężenia tej substancji w strumieniach wejściowych lub wyjściowych.

19. **Produkcja wodoru i gazu do syntezy wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: paliwa używane w procesie produkcji wodoru lub gazu do syntezy (reformowanie lub częściowe utlenianie), i paliwa używane w innych procesach spalania, w tym w celu ogrzewania wody lub wytwarzania pary wodnej. Wyprodukowany gaz do syntezy uważa się za strumień materiałów wsadowych w ramach metodyki bilansu masowego.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Do celów monitorowania emisji z procesów spalania i z paliw używanych jako wsad do procesu w produkcji wodoru stosuje się metodykę standardową zgodnie z art. 24 oraz sekcją 1 niniejszego załącznika.

Do celów monitorowania emisji z produkcji gazu do syntezy stosuje się bilans masowy zgodnie z art. 25. Prowadzący instalację może zdecydować się na uwzględnienie w bilansie masowym emisji pochodzących z oddzielnych procesów spalania lub na zastosowanie w odniesieniu do nich metodyki standardowej zgodnie z art. 24 co najmniej w odniesieniu do części strumieni materiałów wsadowych, unikając ewentualnych luk w danych lub podwójnego liczenia emisji.

▼B

Jeśli wodór i gaz do syntezy produkuje się w tej samej instalacji, prowadzący instalację oblicza wielkość emisji CO_2, stosując w odniesieniu do wodoru oraz do gazu do syntezy osobne metodyki wskazane w dwóch pierwszych akapitach niniejszej podsekcji lub stosując jeden wspólny bilans masowy.

20. **Produkcja węglanu sodowego oraz wodorowęglanu sodu wymieniona w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE**

A. *Zakres*

Emisje CO_2 pochodzą z następujących źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych w instalacjach do produkcji węglanu sodowego oraz wodorowęglanu sodu:

a) paliwa używane w procesach spalania, w tym paliwa używane w celu ogrzewania wody lub wytwarzania pary wodnej;

b) surowce, w tym gazy wentylacyjne z kalcynacji wapienia, w stopniu, w którym nie są wykorzystywane do saturacji;

c) gazy odlotowe z etapów czyszczenia lub filtracji posaturacyjnej, w stopniu, w którym nie są wykorzystywane do saturacji.

B. *Szczególne zasady monitorowania*

Do celów monitorowania emisji z produkcji węglanu sodowego oraz wodorowęglanu sodu Prowadzący instalację stosuje bilans masowy zgodnie z art. 25. Prowadzący instalację może zdecydować się na uwzględnienie w bilansie masowym emisji pochodzących z procesów spalania lub na zastosowanie w odniesieniu do nich metodyki standardowej zgodnie z art. 24 co najmniej w odniesieniu do części strumieni materiałów wsadowych, unikając ewentualnych luk w danych lub podwójnego liczenia emisji.

Jeśli CO_2 z produkcji węglanu sodowego używa się w produkcji wodorowęglanu sodu, ilość CO_2 używanego w produkcji wodorowęglanu sodu z węglanu sodowego uważa się za wyemitowaną przez instalację produkującą CO_2.

21. **Wyznaczanie wielkości emisji gazów cieplarnianych pochodzących z wychwytywania CO_2 do celów transportu i geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE**

A. *Zakres*

Wychwytywanie CO_2 jest prowadzone za pomocą odpowiednich instalacji odbierających CO_2 przenoszony z jednej lub większej liczby innych instalacji lub za pomocą tej samej instalacji, w której prowadzone są działania powodujące emisje CO_2 wychwytywanego na podstawie tego samego zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych. W zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych oraz w powiązanym planie monitorowania uwzględnia się wszystkie części instalacji związane z wychwytywaniem CO_2, pośrednim składowaniem, przenoszeniem do sieci transportowej CO_2 lub miejsca geologicznego składowania CO_2. W przypadku instalacji używanej do innych rodzajów działań objętych dyrektywą 2003/87/WE, emisje wynikające z takich rodzajów działań monitoruje się zgodnie z innymi właściwymi sekcjami niniejszego załącznika.

Prowadzący instalację prowadzący wychwytywanie CO_2 uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2:

a) CO_2 przenoszony do instalacji wychwytującej;

▼B

b) spalanie i inne powiązane rodzaje działań w instalacji, związane z wychwytywaniem, w tym używanie paliwa i materiału wsadowego.

B. *Ilościowe określanie przenoszonych i emitowanych ilości CO_2*

B.1. Ilościowe określanie na poziomie instalacji

Każdy prowadzący instalację oblicza wielkość emisji z uwzględnieniem potencjalnych emisji CO_2 ze wszystkich związanych z emisjami procesów w instalacji, a także ilości CO_2 wychwyconego i przeniesionego do sieci transportowej, według następującego wzoru:

$$E_{\text{instalacja wychwytująca}} = T_{\text{wkład}} + E_{\text{bez wychwytywania}} - T_{\text{składowanie}}$$

gdzie:

$E_{\text{instalacja wychwytująca}}$ = całkowita wielkość emisji gazów cieplarnianych z instalacji wychwytującej,

$T_{\text{wkład}}$ = ilość CO_2 przeniesionego do instalacji wychwytującej, określana zgodnie z art. 40–46 i art. 49,

$E_{\text{bez wychwytywania}}$ = wielkość emisji z instalacji przy założeniu, że CO_2 nie był wychwytywany, tj. suma emisji ze wszystkich innych rodzajów działań w instalacji, monitorowanych zgodnie z właściwymi sekcjami załącznika IV,

$T_{\text{składowanie}}$= ilość CO_2 przeniesionego do sieci transportowej lub składowiska, określona zgodnie z art. 40–46 i art. 49.

Jeżeli wychwytywanie CO_2 jest przeprowadzane przez tę samą instalację, z której pochodzi wychwytywany CO_2, prowadzący instalację stosuje wartość $T_{\text{wkład}}$ równą zeru.

W przypadku niezależnych instalacji wychwytujących prowadzący instalację traktuje wartość $E_{\text{bez wychwytywania}}$ jako odpowiadającą ilości emisji z innych źródeł niż CO_2 przenoszony do instalacji wychwytującej. Prowadzący instalację wyznacza wielkość takich emisji zgodnie z niniejszym rozporządzeniem.

W przypadku niezależnych instalacji wychwytujących prowadzący instalację przesyłającą CO_2 do instalacji wychwytującej odejmuje wartość $T_{\text{wkład}}$ od ilości emisji ze swojej instalacji zgodnie z art. 49.

B.2. Wyznaczanie ilości przenoszonego CO_2

Każdy prowadzący instalację wyznacza ilość CO_2 przenoszonego z i do instalacji wychwytującej zgodnie z art. 49 za pomocą metodyki opartej na pomiarach przeprowadzonych zgodnie z art. 40–46.

Właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na stosowanie metodyki opartej na obliczeniach zgodnie z art. 24 lub 25 w celu wyznaczania wartości $T_{\text{wkład}}$ zamiast metodyki opartej na pomiarach zgodnie z art. 40–46 i art. 49 tylko w przypadku, gdy prowadzący instalację przesyłającą CO_2 do instalacji wychwytującej wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że CO_2 przesyłany do instalacji wychwytującej jest przesyłany w całości i przy co najmniej równoważnej dokładności.

▼B

22. **Wyznaczanie wielkości emisji gazów cieplarnianych z transportu CO_2 rurociągiem w celu geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE**

A. *Zakres*

Zakres monitorowania i raportowania w odniesieniu do emisji z transportu CO_2 rurociągiem jest określony w zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych dotyczącym sieci transportowej, łącznie ze wszystkimi urządzeniami pomocniczymi połączonymi funkcjonalnie z siecią transportową, w tym stacjami wspomagającymi i piecami grzewczymi. Każda sieć transportowa ma co najmniej jeden punkt początkowy i jeden punkt końcowy, a każdy z nich jest przyłączony do innych instalacji używanych do jednej lub większej liczby rodzajów działań obejmujących: wychwytywanie, transport lub geologiczne składowanie CO_2. Punkty początkowe i końcowe mogą obejmować rozwidlenia sieci transportowej i przekraczać granice państw. Punkty początkowe i końcowe, a także instalacje, do których są przyłączone, są określone w zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych.

Każdy operator uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO_2: spalanie i inne procesy w instalacjach funkcjonalnie podłączonych do sieci transportowej, w tym w stacjach wspomagających; emisje niezorganizowane z sieci transportowej; uwolnione emisje z sieci transportowej; oraz emisje w związku z wyciekiem z sieci transportowej.

B. *Metodyka ilościowego określania CO_2*

Operator sieci transportowych wyznacza wielkość emisji stosując jedną z następujących metod:

a) metoda A (całkowity bilans masowy wszystkich strumieni wejściowych i wyjściowych) określona w podsekcji B.1;

b) metoda B (indywidualne monitorowanie źródeł emisji) określona w podsekcji B.2.

Wybierając metodę A lub metodę B każdy operator wykazuje właściwemu organowi, że wybrana metodyka zapewni bardziej wiarygodne wyniki z niższym poziomem niepewności w odniesieniu do całości emisji, przy zastosowaniu najlepszych technologii i wiedzy dostępnych w momencie złożenia wniosku o zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych i zatwierdzenia planu monitorowania, nie powodując nieracjonalnych kosztów. Wybierając metodę B, każdy operator wykazuje w sposób przekonujący dla właściwego organu, że całkowita niepewność w odniesieniu do rocznego poziomu emisji gazów cieplarnianych w przypadku sieci transportowej operatora nie przekracza 7,5 %.

Operator sieci transportowej stosujący metodę B nie dodaje CO_2 otrzymanego z innych instalacji objętych zezwoleniem zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE do obliczonego poziomu emisji i nie odejmuje od obliczonego poziomu emisji żadnego CO_2 przenoszonego do innej instalacji objętej zezwoleniem zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE.

Co najmniej raz w roku każdy operator sieci transportowej stosuje metodę A do walidacji wyników osiągniętych z zastosowaniem metody B. Na potrzeby metody A operator może zastosować przy takiej walidacji niższe poziomy dokładności.

▼B

B.1. Metoda A

Każdy operator wyznacza wielkość emisji według następującego wzoru:

$$emisje[i\ CO_2] = E_{własna\ działalność} + \sum_i T_{IN,\,i} - \sum_j T_{OUT,\,j}$$

gdzie:

emisje = całkowita wielkość emisji CO_2 z sieci transportowej [t CO_2],

$E_{\text{własna działalność}}$ = emisje z własnej działalności sieci transportowej, tj. nie emisje pochodzące z transportu CO_2, lecz m.in. z paliwa używanego w stacjach wspomagających, monitorowane zgodnie z właściwymi sekcjami załącznika IV,

$T_{\text{IN,i}}$ = ilość CO_2 przenoszonego do sieci transportowej w punkcie początkowym *i*, określona zgodnie z art. 40–46 i art. 49,

$T_{\text{OUT,j}}$ = ilość CO_2 przenoszonego z sieci transportowej w punkcie końcowym *j*, określona zgodnie z załącznikiem art. 40–46 i art. 49.

B.2. Metoda B

Każdy operator wyznacza wielkość emisji z uwzględnieniem wszystkich procesów związanych z emisjami w instalacji, a także ilości CO_2 wychwyconego i przeniesionego do instalacji transportującej, według następującego wzoru:

$$\text{emisje [t } CO_2\text{]} = CO_{2\ \text{niezorg.}} + CO_{2\ \text{uwolniony}} + CO_{2\ \text{wycieki}} + CO_{2\ \text{instalacje}}$$

gdzie:

emisje = całkowita wielkość emisji CO_2 z sieci transportowej [t CO_2],

$CO_{2\ \text{niezorg.}}$ = ilość emisji niezorganizowanych [t CO_2] pochodzących z CO_2 transportowanego w sieci transportowej, w tym z uszczelnień, zaworów, pośrednich tłoczni gazu i pośrednich miejsc składowania,

$CO_{2\ \text{uwolniony}}$ = ilość uwolnionych emisji [t CO_2] pochodzących z CO_2 transportowanego w sieci transportowej,

$CO_{2\ \text{wycieki}}$ = ilość CO_2 [t CO_2] transportowanego w sieci transportowej, emitowanego w wyniku usterki jednego lub kilku elementów sieci transportowej,

$CO_{2\ \text{instalacje}}$ = ilość CO_2 [t CO_2] emitowanego z procesów spalania lub innych funkcjonalnie połączonych z rurociągiem transportowym w sieci transportowej, monitorowanego zgodnie z właściwymi sekcjami załącznika IV.

B.2.1. Emisje niezorganizowane z sieci transportowej

Operator uwzględnia emisje niezorganizowane z każdego z następujących typów wyposażenia:

a) uszczelnienia;

b) urządzenia pomiarowe;

c) zawory;

d) pośrednie tłocznie gazu;

e) pośrednie miejsca składowania.

▼B

Operator wyznacza średnie współczynniki emisji *EF* (wyrażone jako g CO_2/jednostka czasu) dla każdego elementu wyposażenia na jedno wystąpienie, w przypadku którego można oczekiwać emisji niezorganizowanych na początku działania i najpóźniej do końca pierwszego roku sprawozdawczego, w którym funkcjonuje sieć transportowa. Operator dokonuje przeglądu takich współczynników co najmniej co 5 lat, na podstawie najlepszych dostępnych technik i wiedzy.

Operator oblicza całkowitą ilość emisji niezorganizowanych, mnożąc liczbę elementów wyposażenia z każdej kategorii przez współczynnik emisji i dodając wyniki w pojedynczych kategoriach, według następującego równania:

$$\text{emisje niezorganizowane } [tCO_2] = \left(\sum_{\text{Kategoria}} EF[gCO_2/wystąpienie] * \text{iczba of wystąpień}\right)/1\,000\,000$$

Liczbą wystąpień jest liczba elementów wyposażenia w danej kategorii pomnożona przez liczbę jednostek czasu rocznie.

B.2.2. Emisje z wycieków

Operator sieci transportowej przedstawia dowód integralności sieci, wykorzystując reprezentatywne dane (przestrzenne i czasowe) dotyczące temperatury i ciśnienia. Jeżeli z danych wynika, że nastąpił wyciek, operator oblicza ilość CO_2 pochodzącego z wycieku z zastosowaniem odpowiedniej metodyki udokumentowanej w planie monitorowania, na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk przemysłowych, w tym wykorzystując dane dotyczące różnic temperatur i ciśnienia w porównaniu ze średnimi wartościami temperatury i ciśnienia świadczącymi o integralności.

B.2.3. Uwolnione emisje

W planie monitorowania każdy operator przedstawia analizę dotyczącą potencjalnych sytuacji uwolnienia emisji, w tym konserwacji lub sytuacji nadzwyczajnych, oraz odpowiednio udokumentowaną metodykę obliczania ilości uwolnionego CO_2 na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk przemysłowych.

23. **Geologiczne składowanie CO_2 na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE**

A. *Zakres*

Właściwy organ określa zakres monitorowania i raportowania w odniesieniu do emisji z geologicznego składowania CO_2 odpowiednio do granic składowiska i kompleksu składowania wyznaczonych w zezwoleniu na mocy dyrektywy 2009/31/WE. W przypadku stwierdzenia wycieków z kompleksu składowania prowadzących do emisji CO_2 lub jego uwolnienia do słupa wody prowadzący instalację bezzwłocznie wykonuje wszystkie spośród następujących czynności:

a) powiadamia właściwy organ;

b) uwzględnia wycieki jako źródła emisji w odniesieniu do odpowiedniej instalacji;

c) prowadzi monitorowanie i raportowanie w zakresie takich emisji.

Prowadzący instalację skreśla odnośny wyciek jako źródło emisji z planu monitorowania oraz zaprzestaje monitorowania i raportowania w zakresie takich emisji dopiero wówczas, gdy zostały podjęte działania naprawcze zgodnie z art. 16 dyrektywy 2009/31/WE, a emisje lub uwolnienie do słupa wody z takiego wycieku nie są już wykrywalne.

▼B

Każdy prowadzący geologiczne składowanie uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła całości CO_2: używanie paliwa w powiązanych stacjach wspomagających i inne procesy spalania, w tym w miejscowych elektrowniach; uwalnianie podczas zatłaczania lub operacji intensyfikacji wydobycia węglowodorów; emisje niezorganizowane podczas zatłaczania, przebicie CO_2 z operacji intensyfikacji wydobycia węglowodorów; wycieki.

B. *Ilościowe określanie CO_2*

Prowadzący geologiczne składowanie nie dodaje do obliczonego poziomu emisji CO_2 otrzymanego z innej instalacji ani nie odejmuje od obliczonego poziomu emisji żadnego CO_2 geologicznie składowanego na składowisku lub przenoszonego do innej instalacji.

B.1. Emisje uwolnione i niezorganizowane pochodzące z zatłaczania

Prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji uwalnianych i niezorganizowanych w następujący sposób:

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

gdzie:

$V\ CO_2$ = ilość uwolnionego CO_2,

$F\ CO_2$ = ilość CO_2 z emisji niezorganizowanych.

Każdy prowadzący instalację określa wartość $V\ CO_2$, stosując metodykę opartą na pomiarach zgodnie z art. 41–46 niniejszego rozporządzenia. W drodze odstępstwa od zdania pierwszego i za zgodą właściwego organu, jeśli zastosowanie metodyki opartej na pomiarach prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów operator może uwzględnić w planie monitorowania odpowiednią metodykę wyznaczania wartości $V\ CO_2$ na podstawie najlepszych praktyk przemysłowych.

Prowadzący instalację uznaje wartość $F\ CO_2$ za odnoszącą się do jednego źródła, co oznacza, że wymogi w zakresie niepewności związane z poziomami dokładności zgodnie z sekcją 1 załącznika VIII stosuje się do całkowitej wartości, a nie do poszczególnych punktów emisji. W planie monitorowania każdy prowadzący instalację przedstawia analizę dotyczącą potencjalnych źródeł emisji niezorganizowanych oraz odpowiednio udokumentowaną metodykę obliczania lub pomiaru ilości $F\ CO_2$ na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk przemysłowych. Do wyznaczenia wartości $F\ CO_2$ prowadzący instalację może wykorzystać dane dotyczące instalacji zatłaczającej zgromadzone zgodnie z art. 32–35 i załącznikiem II pkt 1.1 lit. e)–h) do dyrektywy 2009/31/WE, jeżeli są one zgodne z wymogami niniejszego rozporządzenia.

B.2 Emisje uwolnione i niezorganizowane z operacji intensyfikacji wydobycia węglowodorów

Każdy prowadzący instalację uwzględnia następujące potencjalne dodatkowe źródła emisji z intensyfikacji wydobycia węglowodorów:

a) jednostki oddzielania oleju i gazu oraz zakłady recyklingu gazu, w których mogą wystąpić niezorganizowane emisje CO_2;

▼B

b) urządzenie do spalania odpadów petrochemicznych, gdzie mogą wystąpić emisje w wyniku stosowania ciągłych systemów oczyszczania oraz obniżania ciśnienia w instalacji do wytwarzania węglowodorów;

c) system przedmuchiwania CO_2 w celu unikania wysokich stężeń CO_2 prowadzących do wygaszenia płomienia.

Każdy prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji niezorganizowanych lub uwolnionego CO_2 zgodnie z podsekcją B.1 niniejszej sekcji załącznika IV.

Każdy prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji z systemu spalania odpadów petrochemicznych zgodnie z podsekcją D sekcji 1 niniejszego załącznika, przy uwzględnieniu potencjalnego CO_2 związanego w spalanym gazie zgodnie z art. 48.

B.3. Wyciek z kompleksu składowania

Emisje i uwolnienie do słupa wody określa się ilościowo w następujący sposób:

$$CO_2 emitowany[t\ CO_2] = \sum_{T_{początek}}^{T_{koniec}} \mathrm{LCO_2}[t\ CO_2/\mathrm{d}]$$

gdzie:

L CO_2 = masa CO_2 emitowanego lub uwolnionego w każdym dniu kalendarzowym w wyniku wycieku zgodnie z następującymi zasadami:

a) za każdy dzień kalendarzowy monitorowania wycieku każdy prowadzący instalację oblicza wartość L CO_2 jako średnią masę wycieku na godzinę [t CO_2/h] pomnożoną przez 24;

b) każdy prowadzący instalację określa masę wycieku na godzinę zgodnie z zapisami zatwierdzonego planu monitorowania dotyczącego składowiska i wycieku;

c) za każdy dzień kalendarzowy przed rozpoczęciem monitorowania prowadzący instalację przyjmuje dzienną masę wycieku odpowiadającą dziennej masie wycieku w pierwszym dniu monitorowania, zapewniając, aby nie doszło do niedoszacowania;

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

a) ostatnia data, pod którą nie odnotowano emisji CO_2 ani uwolnienia do słupa wody z rozpatrywanego źródła;

b) data rozpoczęcia zatłaczania CO_2;

c) inna data, jeśli istnieją dowody przekonujące dla właściwego organu, że emisja lub uwolnienie do słupa wody nie mogły nastąpić przed tą datą;

T_{koniec} = data, kiedy podjęto działania naprawcze zgodnie z art. 16 dyrektywy 2009/31/WE oraz emisje lub uwalnianie CO_2 do słupa wody przestały być wykrywalne.

Właściwy organ zatwierdza i dopuszcza zastosowanie innych metod ilościowego określania emisji lub uwalniania CO_2 do słupa wody w wyniku wycieku pod warunkiem wykazania przez prowadzącego instalację, w sposób przekonujący dla właściwego organu, że takie metody zapewniają wyższą dokładność niż metodyka przedstawiona w niniejszej podsekcji.

▼B

Prowadzący instalację określa ilość emisji z każdego wycieku z kompleksu składowania przy maksymalnym całkowitym poziomie niepewności wynoszącym 7,5 % przez cały okres sprawozdawczy. Jeżeli całkowity poziom niepewności w zastosowanej metodyce określania ilościowego przekracza 7,5 %, operator dokonuje korekty według następującego wzoru:

$$CO_{2,\ zgłoszony}\ [t\ CO_2] = CO_{2,\ określ.\ iloś.}\ [t\ CO_2] \times (1 + (Niepewność_{System}\ [\%]/100) - 0{,}075)$$

gdzie:

$CO_{2,\ zgłoszony}$ = ilość CO_2 podana w rocznym raporcie na temat wielkości emisji w odniesieniu do danego wycieku,

$CO_{2,\ określ.\ iloś.}$ = ilość CO_2 ustalona za pomocą metodyki określania ilościowego zastosowanej w odniesieniu do danego wycieku,

$Niepewność_{System}$ = poziom niepewności związany z metodyką określania ilościowego zastosowaną w odniesieniu do danego wycieku.

▼B

ZAŁĄCZNIK V

Wymogi dotyczące minimalnych poziomów dokładności w odniesieniu do metodyki opartej na obliczeniach w przypadku instalacji kategorii A i współczynnikach obliczeniowych dla znormalizowanych paliw handlowych w instalacjach kategorii B i C (art. 26 ust. 1)

Tabela 1

Minimalne poziomy dokładności stosowane w odniesieniu do metodyki opartej na obliczeniach w przypadku instalacji kategorii A oraz w przypadku współczynników obliczeniowych dla znormalizowanych paliw handlowych dla wszystkich instalacji zgodnie z art. 26 ust. 1 lit. a) („n.d.” oznacza „nie dotyczy”)

Rodzaj działań/Typ strumienia materiałów wsadowych	Dane dotyczące działalności		Współczynnik emisji	Dane dotyczące składu (zawartość węgla pierwiastkowego)	Współczynnik utleniania	Współczynnik konwersji
	Ilość paliwa lub materiału	Wartość opałowa				
Spalanie paliw						
Znormalizowane paliwa handlowe	2	2a/2b	2a/2b	n.d.	1	n.d.
Inne paliwa gazowe i ciekłe	2	2a/2b	2a/2b	n.d.	1	n.d.
Paliwa stałe	1	2a/2b	2a/2b	n.d.	1	n.d.
Metodyka bilansu masowego dla zakładów przetwarzania gazu	1	n.d.	n.d.	1	n.d.	n.d.
Spalanie gazów na wylotach kominów	1	n.d.	1	n.d.	1	n.d.
Oczyszczanie (węglany)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Oczyszczanie (gips)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Rafinowanie olejów mineralnych						
Regeneracja urządzeń do krakowania katalitycznego	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Produkcja wodoru	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Produkcja koksu						
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.
Paliwo jako wsad do procesu	1	2	2	n.d.	n.d.	n.d.
Prażenie i spiekanie rud metali						
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.
Wsad węglanów	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja surówki i stali						
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.
Paliwo jako wsad do procesu	1	2a/2b	2	n.d.	n.d.	n.d.

▼B

Rodzaj działań/Typ strumienia materiałów wsadowych	Dane dotyczące działalności		Współczynnik emisji	Dane dotyczące składu (zawartość węgla pierwiastkowego)	Współczynnik utleniania	Współczynnik konwersji
	Ilość paliwa lub materiału	Wartość opałowa				
Produkcja lub obróbka metali żelaznych i nieżelaznych, w tym wtórnego aluminium						
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.
Emisje pochodzące z procesów technologicznych	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja pierwotnego aluminium						
Bilans masowy emisji CO_2	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.
Emisje PFC (metoda nachylenia)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Emisje PFC (metoda nadnapięciowa)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Produkcja klinkieru cementowego						
Wsad do pieca	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja klinkieru	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Pył z pieca do wypalania cementu (CKD)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Węgiel niewęglanowy	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja wapna, kalcynacja dolomitu i magnezytu						
Węglany	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Tlenki metali ziem alkalicznych	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja szkła i wełny mineralnej						
Węglany	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Produkcja wyrobów ceramicznych						
Wsad węgla	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Tlenki alkaliczne	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Oczyszczanie	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Produkcja gipsu i płyt gipsowo-kartonowych: zob. spalanie paliw						
Produkcja pulpy drzewnej i papieru						
Dodatkowe związki chemiczne	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Produkcja sadzy						
Metodyka bilansu masowego	1	n.d.	n.d.	1	n.d.	n.d.
Produkcja amoniaku						
Paliwo jako wsad do procesu	2	2a/2b	2a/2b	n.d.	n.d.	n.d.

▼B

Rodzaj działań/Typ strumienia materiałów wsadowych	Dane dotyczące działalności		Współczynnik emisji	Dane dotyczące składu (zawartość węgla pierwiastkowego)	Współczynnik utleniania	Współczynnik konwersji
	Ilość paliwa lub materiału	Wartość opałowa				
Produkcja chemikaliów organicznych luzem						
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.
Produkcja wodoru i gazu do syntezy						
Paliwo jako wsad do procesu	2	2a/2b	2a/2b	n.d.	n.d.	n.d.
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.
Produkcja węglanu sodowego i wodorowęglanu sodu						
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.

▼B

ZAŁĄCZNIK VI

Wartości referencyjne dla współczynników obliczeniowych (art. 31 ust. 1 lit. a))

1. **Współczynniki emisji paliw odniesione do wartości opałowej (NCV)**

Tabela 1: Współczynniki emisji paliw odniesione do wartości opałowej (NCV) oraz wartości opałowe w przeliczeniu na masę paliwa

Opis typu paliwa	Współczynnik emisji (t CO_2/TJ)	Wartość opałowa (TJ/Gg)	Źródło
Ropa naftowa	73,3	42,3	IPCC 2006 GL
Orimulsja (emulsja wody z ropą)	77,0	27,5	IPCC 2006 GL
Płynne na bazie gazu ziemnego	64,2	44,2	IPCC 2006 GL
Benzyna silnikowa	69,3	44,3	IPCC 2006 GL
Kerozyna (inna niż naftowe paliwo lotnicze)	71,9	43,8	IPCC 2006 GL
Olej łupkowy	73,3	38,1	IPCC 2006 GL
Gaz/olej napędowy	74,1	43,0	IPCC 2006 GL
Pozostałościowy olej opałowy (mazut)	77,4	40,4	IPCC 2006 GL
Gaz ciekły (LPG)	63,1	47,3	IPCC 2006 GL
Etan	61,6	46,4	IPCC 2006 GL
Benzyna ciężka	73,3	44,5	IPCC 2006 GL
Bitum	80,7	40,2	IPCC 2006 GL
Smary	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Koks ponaftowy	97,5	32,5	IPCC 2006 GL
Półprodukty rafineryjne	73,3	43,0	IPCC 2006 GL
Gaz rafineryjny	57,6	49,5	IPCC 2006 GL
Parafiny	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Benzyna lakiernicza i SBP	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Inne produkty ropopochodne	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Antracyt	98,3	26,7	IPCC 2006 GL
Węgiel koksujący	94,6	28,2	IPCC 2006 GL
Inne typy węgla bitumicznego	94,6	25,8	IPCC 2006 GL
Węgiel podbitumiczny	96,1	18,9	IPCC 2006 GL
Węgiel brunatny	101,0	11,9	IPCC 2006 GL
Łupki naftowe i piaski roponośne	107,0	8,9	IPCC 2006 GL
Brykiety z węgla kamiennego	97,5	20,7	IPCC 2006 GL

▼B

Opis typu paliwa	Współczynnik emisji (t CO_2/TJ)	Wartość opałowa (TJ/Gg)	Źródło
Koks z koksowni i koks z węgla brunatnego	107,0	28,2	IPCC 2006 GL
Koks gazowniczy	107,0	28,2	IPCC 2006 GL
Smoła węglowa	80,7	28,0	IPCC 2006 GL
Gaz miejski	44,4	38,7	IPCC 2006 GL
Gaz koksowniczy	44,4	38,7	IPCC 2006 GL
Gaz wielkopiecowy	260	2,47	IPCC 2006 GL
Gaz konwertorowy	182	7,06	IPCC 2006 GL
Gaz ziemny	56,1	48,0	IPCC 2006 GL
Odpady przemysłowe	143	n.d.	IPCC 2006 GL
Oleje odpadowe	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Torf	106,0	9,76	IPCC 2006 GL
Drewno/odpady drewna	—	15,6	IPCC 2006 GL
Inne typy stałej biomasy pierwotnej	—	11,6	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Węgiel drzewny	—	29,5	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Biobenzyna	—	27,0	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Biodiesle	—	27,0	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Inne biopaliwa ciekłe	—	27,4	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Gaz wysypiskowy	—	50,4	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Gaz pofermentacyjny	—	50,4	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Inne typy biogazu	—	50,4	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Opony zużyte	85,0	n.d.	WBCSD CSI
Tlenek węgla	155,2 (1)	10,1	J. Falbe i M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Metan	54,9 (2)	50,0	J. Falbe i M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

(1) Przy NCV wynoszącej 10,12 TJ/t.
(2) Przy NCV wynoszącej 50,01 TJ/t.

▼B

2. **Współczynniki emisji odniesione do emisji z procesów technologicznych**

Tabela 2: Stechiometryczny współczynnik emisji dla emisji z procesów technologicznych w przypadku rozkładu węglanów (metoda A)

Węglan	Współczynnik emisji [t CO_2/t węglanu]
$CaCO_3$	0,440
$MgCO_3$	0,522
Na_2CO_3	0,415
$BaCO_3$	0,223
Li_2CO_3	0,596
K_2CO_3	0,318
$SrCO_3$	0,298
$NaHCO_3$	0,524
$FeCO_3$	0,380
Ogólnie	Współczynnik emisji = $[M(CO_2)]/\{Y * [M(x)] + Z * [M(CO_3^{2-})]\}$ X = metal M(x) = masa cząsteczkowa X w [g/mol] $M(CO_2)$ = masa cząsteczkowa CO_2 w [g/mol] $M(CO_3^{2-})$ = masa cząsteczkowa CO_3^{2-} w [g/mol] Y = liczba stechiometryczna X Z = liczba stechiometryczna CO_3^{2-}

Tabela 3: Stechiometryczny współczynnik emisji dla emisji z procesów technologicznych w przypadku rozkładu węglanów w oparciu o tlenki metali ziem alkalicznych (metoda B)

Tlenek	Współczynnik emisji [t CO_2/t tlenku]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
ogólnie: X_YO_Z	Współczynnik emisji = $[M(CO_2)]/\{Y * [M(x)] + Z * [M(O)]\}$ X = metal ziem alkalicznych lub alkaliczny M(x) = masa cząsteczkowa X w [g/mol] $M(CO_2)$ = masa cząsteczkowa CO_2 [g/mol] M(O) = masa cząsteczkowa O [g/mol] Y = liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna O = 1

▼B

Tabela 4: Stechiometryczne współczynniki emisji dla emisji z procesów technologicznych w przypadku innych wsadów do procesu (produkcja surówki i stali oraz obróbka metali żelaznych) (1)

Materiał wejściowy lub wyjściowy	Zawartość węgla (t C/t)	Współczynnik emisji (t CO_2/t)
Żelazo z bezpośredniej redukcji rud (żelazo DRI)	0,0191	0,07
Elektrody węglowe z pieców łukowych (EAF)	0,8188	3,00
Węgiel wsadowy w piecach łukowych (EAF)	0,8297	3,04
Żelazo gąbczaste, brykietowane na gorąco	0,0191	0,07
Gaz konwertorowy	0,3493	1,28
Koks ponaftowy	0,8706	3,19
Zakupiona surówka	0,0409	0,15
Złom żeliwny	0,0409	0,15
Stal	0,0109	0,04

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

Tabela 5: Stechiometryczne współczynniki emisji dla emisji z procesów technologicznych w przypadku innych wsadów do procesu (chemikalia organiczne luzem) (1)

Substancja	Zawartość węgla (t C/t)	Współczynnik emisji (t CO_2/t)
Acetonitryl	0,5852	2,144
Akrylonitryl	0,6664	2,442
Butadien	0,888	3,254
Sadza	0,97	3,554
Etylen	0,856	3,136
Chlorek etylenu	0,245	0,898
Glikol etylenowy	0,387	1,418
Tlenek etylenu	0,545	1,997
Kwas cyjanowodorowy	0,4444	1,628
Metanol	0,375	1,374
Metan	0,749	2,744
Propan	0,817	2,993
Propylen	0,8563	3,137
Chlorek winylu (monomer)	0,384	1,407

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

▼B

3. **Współczynniki ocieplenia globalnego dla gazów innych niż CO_2**

▼M1

Tabela 6: Współczynniki ocieplenia globalnego

Gaz	Współczynnik ocieplenia globalnego
N_2O	298 t $CO_{2(e)}$/t N_2O
CF_4	7 390 t $CO_{2(e)}$/t CF_4
C_2F_6	12 200 t $CO_{2(e)}$/t C_2F_6

▼B

ZAŁĄCZNIK VII

Minimalna częstotliwość analiz (art. 35)

Paliwo/materiał	Minimalna częstotliwość analiz
Gaz ziemny	Co najmniej raz na tydzień
Gazy z procesów technologicznych (mieszanina gazów rafineryjnych, gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy i gaz konwertorowy)	Co najmniej raz dziennie – przy zastosowaniu właściwych procedur w różnych porach dnia
Olej opałowy	Co każde 20 000 ton i co najmniej sześć razy do roku
Węgiel, węgiel koksujący, koks ponaftowy	Co każde 20 000 ton i co najmniej sześć razy do roku
Odpady stałe (czyste kopaliny lub mieszana kopalina pochodząca z biomasy)	Co każde 5 000 ton i co najmniej cztery razy do roku
Odpady płynne	Co każde 10 000 ton i co najmniej cztery razy do roku
Minerały węglanowe (w tym wapień i dolomit)	Co każde 50 000 ton i co najmniej cztery razy do roku
Gliny i łupki	Ilości materiału odpowiadające 50 000 ton CO_2 i co najmniej cztery razy do roku
Inne strumienie wejściowe i wyjściowe w bilansie masowym (nie dotyczy paliw ani środków redukujących)	Co każde 20 000 ton i co najmniej raz w miesiącu
Inne materiały	W zależności od rodzaju materiału i jego odmiany, ilości materiału odpowiadające 50 000 ton CO_2 i co najmniej cztery razy do roku

▼B

ZAŁĄCZNIK VIII

Metodyka oparta na pomiarach (art. 41)

1. **Definicje poziomów dokładności dla metodyki opartej na pomiarach**

Metodykę opartą na pomiarach zatwierdza się odpowiednio do poziomów dokładności o wartościach maksymalnej dopuszczalnej niepewności dotyczącej średnich rocznych wielkości godzinowych emisji obliczonych z zastosowaniem równania 2 przedstawionego w sekcji 3 niniejszego załącznika.

Tabela 1

Poziomy dokładności dla systemów ciągłych pomiarów emisji (maksymalna dopuszczalna niepewność dla każdego poziomu dokładności)

	Poziom dokładności 1	Poziom dokładności 2	Poziom dokładności 3	Poziom dokładności 4
Źródła emisji CO_2	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
Źródła emisji N_2O	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	n.d.
Przenoszony CO_2	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

2. **Wymogi minimalne**

Tabela 2

Wymogi minimalne dotyczące metodyki opartej na pomiarach

Gaz cieplarniany	Minimalny wymagany poziom dokładności		
	Kategoria A	Kategoria B	Kategoria C
CO_2	2	2	3
N_2O	2	2	3

3. **Wyznaczanie ilości gazów cieplarnianych z zastosowaniem metodyki opartej na pomiarach**

Równanie 1: Obliczanie wielkości rocznych emisji

$$GC_{\text{całk. rocz.}}[t] = \sum_{\text{i}-1}^{\text{godziny pracy rocz.}} \text{GC stężenie}_{\text{godz. i}} * \text{ przepływ spalin}_{\text{i}} * 10^{-6}[\text{t/g}]$$

gdzie:

GC stężenie $_{\text{godz.}}$ = godzinowe stężenia emisji w g/Nm^3 w przepływie spalin mierzone podczas działania,

przepływ spalin = przepływ spalin w Nm^3/h dla każdej godziny.

Równanie 2: Wyznaczenie średnich stężeń godzinowych

$$\text{emisje GC}_{\text{śr. godz.}}[\text{kg/h}] = \frac{\sum \text{GC stężenie}_{\text{godz.}}[\text{g/Nm}^3] * \text{ przepływ spalin}[\text{Nm}^3/\text{h}]}{\text{Godziny dzi ałania} * 1\,000}$$

gdzie:

emisje GC $_{\text{śr. godz.}}$ = średnia roczna wielkość godzinowa emisji w kg/h ze źródła,

▼B

GC stężenie$_{godz.}$ = godzinowe stężenia emisji w g/Nm^3 w przepływie spalin mierzone podczas działania,

przepływ spalin = przepływ spalin w Nm^3/h dla każdej godziny.

4. **Obliczanie stężenia z wykorzystaniem pośrednich pomiarów stężenia**

Równanie 3: Obliczanie stężenia

$$\text{stężenie GC}[\%] = 100\% - \sum_{i} \text{stęż. składnika}_i[\%]$$

5. **Zastępowanie brakujących danych dotyczących stężenia w metodyce opartej na pomiarach**

Równanie 4: Zastępowanie brakujących danych w metodyce opartej na pomiarach

$$C^{\times}_{\text{zastęp.}} = \overline{C} + 2\sigma_{C_}$$

gdzie:

$\overline{C}$ = średnia arytmetyczna stężenia określonego parametru w całym okresie sprawozdawczym lub, jeśli utracie danych towarzyszyły szczególne okoliczności, odpowiedni okres odzwierciedlający takie szczególne okoliczności,

$\sigma_{C_}$ = najlepsze oszacowanie odchylenia standardowego stężenia określonego parametru w całym okresie sprawozdawczym lub, jeśli utracie danych towarzyszyły szczególne okoliczności, odpowiedni okres odzwierciedlający takie szczególne okoliczności.

▼B

ZAŁĄCZNIK IX

Minimalne dane i informacje przechowywane zgodnie z art. 66 ust. 1

Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych przechowują co najmniej następujące dane i informacje:

1. **Elementy wspólne dla instalacji i operatorów statków powietrznych**

   1) Plan monitorowania zatwierdzony przez właściwy organ;

   2) dokumenty uzasadniające wybór metodyki monitorowania oraz dokumenty uzasadniające wprowadzenie okresowych lub stałych zmian w metodyce monitorowania i poziomach dokładności zatwierdzonych przez właściwy organ;

   3) wszystkie właściwe aktualizacje planów monitorowania zgłoszonych właściwemu organowi zgodnie z art. 15 oraz odpowiedzi właściwego organu;

   4) wszystkie pisemne procedury, o których mowa w planie monitorowania, w tym, w stosownych przypadkach, plan pobierania próbek, procedury odnoszące się do działań w zakresie przepływu danych i procedury odnoszące się do działań kontrolnych;

   5) wykaz wszystkich stosowanych wersji planu monitorowania i wszystkich powiązanych procedur;

   6) dokumentacja obowiązków w związku z monitorowaniem i raportowaniem;

   7) w stosownych przypadkach ocena ryzyka przeprowadzona przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego;

   8) sprawozdania dotyczące udoskonaleń zgodnie z art. 69;

   9) zweryfikowany roczny raport na temat wielkości emisji;

   10) sprawozdanie z weryfikacji;

   11) wszelkie inne informacje uznane za wymagane do celów weryfikacji rocznych raportów na temat wielkości emisji.

2. **Elementy właściwe dla instalacji**

   1) Zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych oraz wszelkie jego aktualizacje;

   2) w stosownych przypadkach ewentualne oceny niepewności;

   3) w odniesieniu do metodyki opartej na obliczeniach stosowanej w instalacjach:

      a) dane dotyczące działalności użyte we wszelkich obliczeniach wielkości emisji dla każdego strumienia materiałów wsadowych, w podziale według typu procesu oraz paliwa lub materiału;

      b) w stosownych przypadkach wykaz wszystkich wartości domyślnych wykorzystywanych jako współczynniki obliczeniowe;

▼B

c) pełny zbiór wyników pobierania próbek i analiz do celów wyznaczania współczynników obliczeniowych;

d) dokumentacja wszystkich skorygowanych nieskutecznych procedur lub działań naprawczych podjętych zgodnie z art. 63;

e) wszelkie wyniki kalibracji i konserwacji przyrządów pomiarowych;

4) w przypadku metodyki opartej na pomiarach stosowanej w instalacjach, następujące dodatkowe elementy:

a) dokumentacja uzasadniającą wybór metodyki opartej na pomiarach;

b) dane wykorzystane do analizy niepewności emisji z każdego źródła, w podziale według procesów,

c) dane wykorzystane do obliczeń potwierdzających i wyniki obliczeń,

d) szczegółowy opis techniczny systemu ciągłych pomiarów, w tym dokumentację zatwierdzenia przez właściwy organ;

e) nieprzetworzone i zagregowane dane z systemu ciągłych pomiarów, w tym dokumentację zmian wprowadzanych z czasem w dokumentacji, dziennik przeprowadzonych testów, awarii, kalibracji, serwisowania i konserwacji;

f) dokumentacja wszelkich zmian dokonywanych w systemie ciągłych pomiarów;

g) wszelkie wyniki kalibracji i konserwacji przyrządów pomiarowych;

h) w stosownych przypadkach model bilansu masowego lub energii stosowany do celów wyznaczania wartości danych zastępujących zgodnie z art. 45 ust. 4 oraz założenia bazowe;

5) w przypadku zastosowania metodyki rezerwowej, o której mowa w art. 22, wszystkie dane niezbędne do określenia wielkości emisji w odniesieniu do źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, w stosunku do których stosuje się taką metodykę, a także dane przybliżone dla danych dotyczących działalności, współczynniki obliczeniowe i inne parametry podlegające zgłoszeniu w związku z zastosowaniem metodyki wykorzystującej poziomy dokładności;

6) w przypadku produkcji pierwotnego aluminium, następujące dodatkowe elementy:

a) dokumentacja wyników działań pomiarowych, podczas których określano współczynniki emisji właściwe dla instalacji w odniesieniu do CF_4 i C_2F_6;

b) dokumentacja wyników określania całkowitej wydajności dla emisji niezorganizowanych;

c) wszystkie odnośne dane dotyczące produkcji pierwotnego aluminium, częstotliwości i czasu trwania efektów anodowych lub dane dotyczące nadnapięcia;

7) w przypadku wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO_2, w stosownych przypadkach, następujące dodatkowe elementy:

a) dokumentacja dotycząca ilości CO_2 zatłoczonego do kompleksu składowania w instalacjach prowadzących geologiczne składowanie CO_2;

▼B

b) reprezentatywnie zagregowane dane dotyczące ciśnienia i temperatury w sieci transportowej;

c) kopia zezwolenia na składowanie, w tym zatwierdzony plan monitorowania na mocy art. 9 dyrektywy 2009/31/WE;

d) sprawozdanie składane zgodnie z art. 14 dyrektywy 2009/31/WE;

e) sprawozdania dotyczące wyników kontroli przeprowadzonych zgodnie z art. 15 dyrektywy 2009/31/WE;

f) dokumentacja dotycząca działań naprawczych podjętych zgodnie z art. 16 dyrektywy 2009/31/WE.

3. **Elementy właściwe dla działań lotniczych**

1) Wykaz posiadanych, dzierżawionych i wydzierżawionych statków powietrznych oraz niezbędne dowody kompletności takiego wykazu; w odniesieniu do każdego statku powietrznego datę, kiedy został dodany do floty operatora statku powietrznego lub z niej usunięty;

2) wykaz lotów odbytych w każdym okresie sprawozdawczym oraz niezbędne dowody kompletności takiego wykazu;

3) odnośne dane dotyczące ustalania zużycia paliwa i wielkości emisji;

4) dane wykorzystywane do określenia ładunku handlowego i odległości w odniesieniu do lat, dla których podaje się dane dotyczące tonokilometrów;

5) dokumentacja dotycząca metodyki w zakresie luk w danych, w stosownych przypadkach, oraz danych wykorzystywanych do uzupełniania luk w danych, jeżeli takie się pojawiły.

▼B

ZAŁĄCZNIK X

Minimalna zawartość rocznych raportów (art. 67 ust. 3)

1. **Roczne raporty na temat wielkości emisji z instalacji**

Roczny raport na temat wielkości emisji z instalacji zawiera co najmniej następujące informacje:

1) dane identyfikujące instalację, określone w załączniku IV do dyrektywy 2003/87/WE, oraz niepowtarzalny numer zezwolenia;

2) imię i nazwisko oraz adres weryfikatora raportu;

3) rok sprawozdawczy;

4) odniesienie do odpowiedniego zatwierdzonego planu monitorowania i numer jego wersji;

5) istotne zmiany w działalności instalacji oraz zmiany i tymczasowe odstępstwa od planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ, które wystąpiły w okresie sprawozdawczym; w tym tymczasowe lub stałe zmiany poziomów dokładności, powody takich zmian, datę wprowadzenia zmian oraz początkową i końcową datę zmian tymczasowych;

6) informacje dotyczące wszystkich źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych obejmujące co najmniej:

   a) całkowitą wielkość emisji wyrażoną w t $CO_{2(e)}$;

   b) w przypadku emisji gazów cieplarnianych innych niż CO_2, całkowitą wielkość emisji wyrażoną w t;

   c) wskazanie, czy stosuje się metodykę opartą na pomiarach, czy na obliczeniach, zgodnie z art. 21;

   d) zastosowane poziomy dokładności;

   e) dane dotyczące działalności:

      (i) w przypadku paliw ilość paliwa (wyrażoną w tonach lub Nm^3) oraz wartość opałową (GJ/t lub GJ/Nm^3), podane osobno;

      (ii) w przypadku wszystkich pozostałych strumieni materiałów wsadowych ilość wyrażoną w tonach lub Nm^3;

   f) współczynniki emisji, wyrażone zgodnie z wymogami określonymi w art. 36 ust. 2; frakcję biomasy, współczynniki utleniania i konwersji, wyrażone jako ułamki bezwymiarowe;

   g) jeśli współczynniki emisji dla paliw odnoszą się do masy, nie do energii, dane przybliżone dla wartości opałowej odnośnego strumienia materiałów wsadowych;

7) w przypadku zastosowania metodyki bilansu masowego, przepływ masowy i zawartość węgla pierwiastkowego dla każdego strumienia materiałów wprowadzanych do danej instalacji i ją opuszczających, frakcję biomasy i wartość opałową, w stosownych przypadkach;

▼B

8) informacje przedstawiane jako pozycje dodatkowe, obejmujące co najmniej:

   a) ilości biomasy spalonej, wyrażone w TJ, lub wykorzystanej w procesach, wyrażone w t lub Nm^3;

   b) emisje CO_2 z biomasy, wyrażone w t CO_2, jeśli wielkość emisji określa się z zastosowaniem metodyki opartej na pomiarach;

   c) w stosownych przypadkach wartość przybliżoną dla wartości opałowej strumieni materiałów wsadowych złożonych z biomasy i użytych jako paliwo;

   d) ilości i zawartość energii spalonych biopłynów i biopaliw, wyrażone w t i TJ;

   e) CO_2 przeniesiony do instalacji lub odebrany z instalacji wyrażony w t CO_2, przy czym zastosowanie ma art. 49;

   f) CO_2 związany w paliwie przeniesiony do instalacji lub odebrany z instalacji wyrażony w t CO_2, przy czym zastosowanie ma art. 48;

   g) w stosownych przypadkach, nazwę instalacji i jej kod identyfikacyjny uznany zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 1193/2011:

      (i) instalacji, do której/których CO_2 jest przenoszony zgodnie z lit. e) i f) niniejszego pkt 8;

      (ii) instalacji, z której/których CO_2 jest odbierany zgodnie z lit. e) i f) niniejszego pkt 8;

   h) przenoszony CO_2 z biomasy wyrażony w t CO_2;

9) w przypadku zastosowania metodyki opartej na pomiarach:

   a) jeśli mierzy się ilość CO_2 jako roczną wielkość emisji kopalnego CO_2 i roczną wielkość emisji CO_2 z użycia biomasy;

   b) zmierzone stężenia gazów cieplarnianych i przepływ spalin wyrażony jako roczna średnia godzinowa, a także całkowita roczna wartość;

10) w przypadku zastosowania metodyki, o której mowa w art. 22, wszystkie dane niezbędne do określenia wielkości emisji w odniesieniu do źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych, w stosunku do których stosuje się taką metodykę, a także dane przybliżone dla danych dotyczących działalności, współczynniki obliczeniowe i inne parametry podlegające zgłoszeniu w związku z zastosowaniem metodyki wykorzystującej poziomy dokładności;

11) w przypadku wystąpienia luk w danych oraz ich wyeliminowania za pomocą danych zastępujących zgodnie z art. 65 ust. 1:

   a) strumień materiałów wsadowych lub źródło emisji, którego dotyczy luka w danych;

   b) powody wystąpienia każdej luki w danych;

   c) datę początkową i końcową wystąpienia każdej luki w danych;

   d) wielkość emisji obliczoną na podstawie danych zastępujących;

▼B

e) jeśli metody szacowania wartości danych zastępujących nie włączono jeszcze do planu monitorowania, szczegółowy opis metody szacowania, w tym dowody potwierdzające, że przyjęta metodyka nie skutkuje niedoszacowaniem wielkości emisji w odnośnym okresie;

12) wszelkie inne zmiany w instalacji w okresie sprawozdawczym istotne dla emisji gazów cieplarnianych z instalacji w roku sprawozdawczym;

13) w stosownych przypadkach wielkość produkcji pierwotnego aluminium, częstotliwość i średni czas trwania efektów anodowych w okresie sprawozdawczym lub dane dotyczące nadnapięcia efektu anodowego w okresie sprawozdawczym, a także najbardziej aktualne współczynniki emisji właściwe dla instalacji w odniesieniu do CF_4 i C_2F_6 zgodnie z załącznikiem IV oraz najbardziej aktualną wartość całkowitej wydajności kanałów;

14) typy odpadów wykorzystywanych w instalacji oraz emisje wynikające z ich wykorzystania w charakterze paliw lub materiałów wsadowych zgłasza się z zastosowaniem klasyfikacji wspólnotowego wykazu odpadów przedstawionego w decyzji Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 r. zastępującej decyzję 94/3/WE ustanawiającą wykaz odpadów zgodnie z art. 1 lit. a) dyrektywy Rady 75/442/EWG w sprawie odpadów oraz decyzję Rady 94/904/WE ustanawiającą wykaz odpadów niebezpiecznych zgodnie z art. 1 ust. 4 dyrektywy Rady 91/689/EWG w sprawie odpadów niebezpiecznych ([1]). W tym celu do nazw odnośnych typów odpadów wykorzystywanych w instalacji dodaje się właściwe sześciocyfrowe kody.

Dane dotyczące wielkości emisji pochodzących z różnych źródeł lub strumieni materiałów wsadowych tego samego typu w ramach jednej instalacji, należących do tego samego rodzaju działań, można przedstawiać w sposób zagregowany dla całego takiego rodzaju działań.

W przypadku zmiany poziomów dokładności w okresie sprawozdawczym prowadzący instalację oblicza i zgłasza wielkości emisji w oddzielnych sekcjach rocznego raportu w odniesieniu do odpowiednich części okresu sprawozdawczego.

Po zamknięciu składowiska CO_2 zgodnie z art. 17 dyrektywy 2009/31/WE prowadzący składowiska mogą sporządzać uproszczone raporty na temat wielkości emisji, zawierające co najmniej elementy wyszczególnione w pkt 1–5, pod warunkiem że w zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych nie określono żadnych źródeł emisji.

2. **Roczne raporty na temat wielkości emisji operatorów statków powietrznych**

Raport na temat wielkości emisji operatora statku powietrznego zawiera co najmniej następujące informacje:

1) dane identyfikacyjne operatora statku powietrznego określone w załączniku IV do dyrektywy 2003/87/WE oraz sygnał wywoławczy lub inny niepowtarzalny oznacznik wykorzystywany do celów kontroli ruchu powietrznego, jak również właściwe dane kontaktowe;

2) imię i nazwisko oraz adres weryfikatora raportu;

3) rok sprawozdawczy;

4) odniesienie do odpowiedniego zatwierdzonego planu monitorowania i numer jego wersji;

([1]) Dz.U. L 226 z 6.9.2000, s. 3.

▼B

5) istotne zmiany w działalności i odstępstwa w stosunku do zatwierdzonego planu monitorowania w okresie sprawozdawczym;

6) numery rejestracyjne oraz typy statków powietrznych wykorzystywanych w okresie objętym raportem do wykonywania działań lotniczych objętych zakresem załącznika I do dyrektywy 2003/87/WE prowadzonych przez operatora statku powietrznego;

7) całkowitą liczbę lotów objętych raportem;

8) całkowitą wielkość emisji CO_2 w tonach CO_2 w podziale na państwa członkowskie odlotu i przylotu;

9) jeśli wielkość emisji oblicza się z zastosowaniem współczynnika emisji lub zawartości węgla pierwiastkowego w odniesieniu do masy lub objętości, dane przybliżone dla wartości opałowej paliwa;

10) w przypadku wystąpienia luk w danych oraz ich wyeliminowania za pomocą danych zastępujących zgodnie z art. 65 ust. 2:

   a) okoliczności i powody wystąpienia luk w danych;

   b) zastosowaną metodę szacowania wartości danych zastępujących;

   c) wielkość emisji obliczoną na podstawie danych zastępujących;

11) pozycje dodatkowe:

   a) ilość biomasy wykorzystywanej jako paliwo w roku sprawozdawczym (w tonach lub m^3), w podziale na typy paliwa;

   b) wartość opałową paliw alternatywnych;

12) w załączniku do rocznego raportu na temat wielkości emisji operator podaje roczną wielkość emisji oraz roczną liczbę lotów na parę lotnisk. Na żądanie operatora właściwy organ traktuje takie informacje jako poufne.

3. **Raporty operatorów statków powietrznych dotyczące tonokilometrów**

Raport operatora statku powietrznego dotyczący tonokilometrów zawiera co najmniej następujące informacje:

1) dane identyfikacyjne operatora statku powietrznego określone w załączniku IV do dyrektywy 2003/87/WE oraz sygnał wywoławczy lub inny niepowtarzalny oznacznik wykorzystywany do celów kontroli ruchu powietrznego, jak również właściwe dane kontaktowe;

2) imię i nazwisko oraz adres weryfikatora raportu;

3) rok sprawozdawczy;

4) odniesienie do odpowiedniego zatwierdzonego planu monitorowania i numer jego wersji;

5) istotne zmiany w działalności i odstępstwa w stosunku do zatwierdzonego planu monitorowania w okresie sprawozdawczym;

▼B

6) numery rejestracyjne oraz typy statków powietrznych wykorzystywanych w okresie objętym raportem do wykonywania działań lotniczych objętych zakresem załącznika I do dyrektywy 2003/87/WE prowadzonych przez operatora statku powietrznego;

7) wybraną metodę obliczania masy pasażerów i odprawionego bagażu oraz ładunku i poczty;

8) całkowitą liczbę pasażerokilometrów oraz tonokilometrów w odniesieniu do wszystkich lotów wykonanych w trakcie roku, którego dotyczy raport, należących do rodzajów działań w zakresie lotnictwa wyszczególnionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;

9) w odniesieniu do każdej pary lotnisk: oznacznik ICAO pary lotnisk; odległość (długość ortodromy + 95 km) w km; całkowitą liczbę lotów przypadającą na parę lotnisk w okresie sprawozdawczym; całkowitą masę pasażerów i odprawionego bagażu (w tonach) na parę lotnisk w okresie sprawozdawczym; całkowitą liczbę pasażerów w okresie sprawozdawczym; całkowitą liczbę pasażerów pomnożoną przez liczbę kilometrów na parę lotnisk; całkowitą masę ładunku i poczty (w tonach) na parę lotnisk w okresie sprawozdawczym; sumę tonokilometrów na parę lotnisk (t km).