

II

(Akty o charakterze nieustawodawczym)

ROZPORZĄDZENIA

ROZPORZĄDZENIE WYKONAWCZE KOMISJI (UE) 2018/2066

z dnia 19 grudnia 2018 r.

w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniające rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012

(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 w Unii oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE⁽¹⁾, w szczególności jej art. 14 ust. 1,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Niniejsze rozporządzenie powinno wejść w życie w trybie pilnym, aby uwzględnić pierwsze wydanie międzynarodowych norm i zalecanych metod postępowania w zakresie ochrony środowiska – mechanizm kompensacji i redukcji CO₂ w międzynarodowym lotnictwie cywilnym (CORSIA) (tom IV załącznika 16 do konwencji chicagowskiej), które zostały przyjęte przez Radę ICAO na dziesiątym posiedzeniu w ramach jej 214. sesji w dniu 27 czerwca 2018 r. i które mają być stosowane od 2019 r.
- (2) 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 („EU ETS”), ustanowionego na podstawie dyrektywy 2003/87/WE.
- (3) W trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS (2013–2020) operatorzy przemysłu, przewoźnicy lotniczy, weryfikatorzy i właściwe organy zdobyli doświadczenie w zakresie monitorowania i raportowania zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) nr 601/2012⁽²⁾. Doświadczenie to wskazuje na potrzebę udoskonalenia, uściślenia i uproszczenia przepisów dotyczących monitorowania i raportowania, aby promować dalszą harmonizację i zwiększyć skuteczność systemu. Rozporządzenie (UE) nr 601/2012 zostało kilkakrotnie znacząco zmienione. Ze względu na konieczność wprowadzenia dalszych zmian rozporządzenie to należy zastąpić dla zapewnienia jasności.
- (4) Definicja terminu „biomasa” w niniejszym rozporządzeniu powinna być zgodna z definicjami terminów „biomasa”, „biopłynny” i „biopaliwa” przedstawionymi w art. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE⁽³⁾, w szczególności z uwagi na fakt, że traktowanie preferencyjne w odniesieniu do zobowiązań dotyczących umorzenia uprawnień na podstawie EU ETS stanowi „system wsparcia” w rozumieniu art. 2 lit. k), a w konsekwencji wsparcie finansowe w rozumieniu art. 17 ust. 1 lit. c) tej dyrektywy.

⁽¹⁾ Dz.U. L 275 z 25.10.2003, s. 32.

⁽²⁾ 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 (Dz.U. L 181 z 12.7.2012, s. 30).

⁽³⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 16).

- (5) W celu zapewnienia spójności w niniejszym rozporządzeniu powinny mieć zastosowanie definicje zawarte w decyzji Komisji 2009/450/WE ⁽¹⁾ i w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE ⁽²⁾.
- (6) Aby zapewnić optymalne 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.
- (7) 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.
- (8) Ponieważ plan monitorowania stanowi podstawowy element zasad monitorowania i raportowania, każda istotna jego zmiana powinna podlegać zatwierdzeniu przez właściwy organ. Jednakże w celu zmniejszenia obciążenia administracyjnego właściwych organów i prowadzących instalacje niektóre rodzaje zmian w planie nie powinny być uznawane za istotne i w związku z tym nie powinny wymagać formalnego zatwierdzenia.
- (9) 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 składać się z metodyki standardowej i metodyki bilansu masowego. Powinna istnieć możliwość łączenia w ramach tej samej instalacji metodyki opartej na pomiarach, standardowej metodyki opartej na obliczeniach i metodyki bilansu masowego, pod warunkiem że prowadzący instalację zapewni, aby nie występowały pominięcia lub podwójne liczenie.
- (10) Aby zmniejszyć obciążenie 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 w warunkach zgodności z typem, w szczególności kiedy przyrządy te podlegają krajowej prawnej kontroli metrologicznej.
- (11) Należy zdefiniować współczynniki obliczeniowe, które mogą być domyślne lub ustalane w drodze analizy. W wymogach dotyczących analizy należy zachować preferencję w odniesieniu do korzystania z 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 przewidzieć 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.
- (12) Należy określić przejrzystą i spójną metodykę określania nieracjonalnych kosztów.
- (13) Należy zwiększyć równowagę między metodami opartymi na obliczeniach i opartymi na pomiarach. Będzie to wymagało lepszego dostosowania wymogów dotyczących poziomu dokładności. W celu określenia frakcji biomasy w CO₂ w przypadku stosowania systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) należy uwzględnić najnowsze osiągnięcia technologiczne. W związku z tym należy ustanowić bardziej elastyczne zasady wyznaczania frakcji biomasy, w szczególności umożliwiające zastosowanie w tym celu metod innych niż metody oparte na obliczeniach.
- (14) Jako że emisje pochodzące z biomasy są powszechnie uznawane za zerowe do celów EU ETS, należy ustanowić uproszczone zasady monitorowania w odniesieniu do czystych strumieni materiałów wsadowych złożonych z biomasy. Jeśli paliwa lub materiały są mieszaninami biomasy i składników kopalnych, należy doprecyzować wymogi dotyczące monitorowania. Należy dokonać lepszego rozróżnienia między wstępnym współczynnikiem emisji odnoszącym się do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego i współczynnikiem emisji odnoszącym

⁽¹⁾ Decyzja 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 (Dz.U. L 149 z 12.6.2009, s. 69).

⁽²⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, 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 (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 114).

się wyłącznie do frakcji kopalnej CO₂. W tym celu należy ustanowić odrębne definicje poziomów dokładności dla wstępnego współczynnika emisji i frakcji biomasy/frakcji kopalnej. Podobnie jak w przypadku innych współczynników obliczeniowych wymogi powinny uwzględniać wielkość instalacji oraz emisje gazów cieplarnianych związane z paliwem lub materiałem. W tym celu należy określić wymogi minimalne.

- (15) 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 stopnia dokładności. W związku z tym należy ustanowić specjalne warunki dla instalacji uznawanych za instalacje o niskim poziomie emisji oraz dla operatorów statków powietrznych uważanych za małe podmioty uczestniczące w systemie.
- (16) W art. 27 dyrektywy 2003/87/WE zezwolono państwom członkowskim na wyłączenie z EU ETS małych instalacji objętych równoważnymi środkami oraz o ile spełnione zostaną warunki określone we wspomnianym artykule. W art. 27a dyrektywy 2003/87/WE zezwolono państwom członkowskim na wyłączenie z EU ETS instalacji emitujących poniżej 2 500 ton, o ile spełnione zostaną warunki określone we wspomnianym artykule. Niniejsze rozporządzenie nie powinno mieć bezpośredniego zastosowania do instalacji wyłączonych na podstawie art. 27 lub art. 27a dyrektywy 2003/87/WE, chyba że państwo członkowskie postanowi inaczej.
- (17) W celu wyeliminowania potencjalnych luk związanych z przenoszeniem związanego w paliwie lub czystego CO₂ takie przenoszenie powinno być dopuszczalne tylko z zastrzeżeniem bardzo szczególnych warunków. W wyroku z dnia 19 stycznia 2017 r. w sprawie C-460/15 ⁽¹⁾ Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że przepisy art. 49 ust. 1 zdanie drugie rozporządzenia (UE) nr 601/2012 oraz pkt 10.B załącznika IV do tego rozporządzenia są nieważne w zakresie, w jakim systemowo włączają one do emisji z instalacji do kalcynacji wapienia dwutlenek węgla (CO₂) przenoszony do innej instalacji na potrzeby produkcji wytrąconego węglanu wapnia, bez względu na to, czy ów CO₂ zostaje uwolniony do atmosfery. W celu uwzględnienia wyroku trybunału w sprawie C-460/15 należy uznać, że CO₂, który jest przenoszony na potrzeby produkcji wytrąconego węglanu wapnia i w konsekwencji zostaje chemicznie związany z tym produktem, nie jest uwalniany do atmosfery. Powyższe warunki nie powinny jednak wykluczać możliwości przyszłych innowacji. Należy zatem odpowiednio zmienić rozporządzenie (UE) nr 601/2012.
- (18) Ponieważ możliwe jest przekazywanie między instalacjami nie tylko CO₂, ale również N₂O, należy wprowadzić przepisy dotyczące monitorowania przenoszenia N₂O podobne do przepisów dotyczących przenoszenia CO₂. Ponadto należy rozszerzyć definicję CO₂ związanego w paliwie, obejmując nią nie tylko CO₂ zawarty w paliwach, lecz także CO₂ zawarty w każdym strumieniu materiałów wsadowych, który ma być monitorowany.
- (19) Należy ustanowić przepisy szczegółowe w zakresie planów monitorowania oraz monitorowania emisji gazów cieplarnianych odnoszące się do działań lotniczych.
- (20) 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 stosownej procedury przez właściwy organ i jej włączenia do planu monitorowania.
- (21) Na prowadzących instalacje należy nałożyć wymóg dokonywania regularnych przeglądów stosowanej przez nich metodyki monitorowania pod kątem udoskonalień, a także uwzględniania zaleceń przedstawianych przez weryfikatorów w ramach procesu weryfikacji. W przypadku gdy prowadzący instalacje nie stosują metodyki opartej na systemie poziomów dokładności lub nie mogą osiągnąć najwyższego poziomu dokładności, prowadzący instalacje powinni regularnie składać sprawozdania na temat działań podejmowanych celem zastosowania metodyki monitorowania opartej na systemie poziomów dokładności oraz osiągnięcia najwyższego wymaganego poziomu dokładności. Aby zmniejszyć obciążenia administracyjne związane z raportowaniem w zakresie udoskonalień, należy dostosowywać odstępy czasu i podstawy raportowania w zakresie udoskonalień, uwzględniając doświadczenia państw członkowskich w zakresie praktyki administracyjnej.
- (22) Zgodnie z art. 3e ust. 1 i art. 28a ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE operatorzy statków powietrznych mogą ubiegać się o nieodpłatne przyznanie uprawnień do emisji w odniesieniu do rodzajów działań wymienionych w załączniku I do wspomnianej dyrektywy, w oparciu o zweryfikowane dane dotyczące tonokilometrów.
- (23) Należy promować stosowanie technologii informacyjnej między innymi poprzez wymogi w zakresie formatów wymiany danych i wykorzystanie systemów zautomatyzowanych, a państwa członkowskie powinny w związku z tym mieć możliwość zobowiązania podmiotów gospodarczych do stosowania takich systemów. Państwa członkowskie powinny mieć również możliwość opracowania własnych formularzy elektronicznych lub specyfikacji formatu plików, które powinny jednak odpowiadać minimalnym normom publikowanym przez Komisję.
- (24) Aby zapewnić większą jasność w odniesieniu do przepisów dotyczących monitorowania i raportowania emisji procesowych, należy ustanowić przepisy dotyczące substancji zawierających inne postaci węgla prowadzące do emisji CO₂ niż materiały zawierające węglany. Należy wyraźnie wskazać stosowanie mocznika w oczyszczaniu gazów kominowych, przy czym należy podać odpowiedni domyślny współczynnik emisji.

⁽¹⁾ Wyrok Trybunału Sprawiedliwości z dnia 19 stycznia 2017 r., Schaefer Kalk GmbH & Co. KG/Bundesrepublik Deutschland, C-460/15, ECLI:EU:C:2017:29.

- (25) Aby zapewnić skuteczne stosowanie niniejszego rozporządzenia, państwom członkowskim należy przyznać wystarczającą ilość czasu na przyjęcie niezbędnych środków i ustanowienie właściwych krajowych ram instytucjonalnych. Aby uwzględnić dalszy rozwój sytuacji i usunąć – w miarę możliwości – odniesienia do źródeł poza prawem Unii, niniejsze rozporządzenie powinno być stosowane, także w przypadku kolejnego przeglądu zanim rozpocznie się okres jego obowiązywania, od początku czwartego okresu rozliczeniowego, z wyjątkiem zmian do rozporządzenia (UE) nr 601/2012, które powinny być stosowane jak najszybciej.
- (26) Rozporządzenie (UE) nr 601/2012 należy uchylić z dniem 1 stycznia 2021 r. Należy jednak utrzymać jego skutki w odniesieniu do monitorowania, raportowania i weryfikacji danych dotyczących emisji mających miejsce podczas trzeciego okresu rozliczeniowego EU ETS i danych dotyczących działalności prowadzonej w tym okresie.
- (27) Niniejsze rozporządzenie obejmuje usprawnienia w zakresie monitorowania i raportowania, które uwzględniają pierwsze wydanie międzynarodowych norm i zalecanych metod postępowania w zakresie ochrony środowiska – mechanizmu kompensacji i redukcji CO₂ w międzynarodowym lotnictwie cywilnym (CORSIA) (tom IV załącznika 16 do konwencji chicagowskiej), przyjętych przez Radę ICAO na dziesiątym posiedzeniu podczas jej 214. sesji w dniu 27 czerwca 2018 r. Rozporządzenie w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady zostaje również zmienione w celu uwzględnienia pierwszego wydania międzynarodowych norm i zalecanych metod postępowania, a oba te instrumenty zostają uzupełnione aktem delegowanym na podstawie art. 28c dyrektywy 2003/87/WE. Należy zatem odpowiednio zmienić rozporządzenie (UE) nr 601/2012.
- (28) 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 2021 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 2021 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 teradzulach, 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 okres, o którym mowa w art. 13 dyrektywy 2003/87/WE;
- 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 oraz 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 pochodzące ze 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 – w przypadku danych dotyczących tonokilometrów – monitorowany rok, o którym mowa w art. 3e i 3f dyrektywy 2003/87/WE;
- 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 CO₂ w wyniku spalania do węgla całkowitego zawartego w paliwie, wyrażony jako ułamek, przy czym tlenek węgla (CO) emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO₂;
- 15) „współczynnik konwersji” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego emitowanego jako CO₂ do węgla całkowitego zawartego w strumieniu materiałów wsadowych przed rozpoczęciem procesu emisji, wyrażony jako ułamek, przy czym CO emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO₂;
- 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) „lot” oznacza lot zgodnie z definicją w pkt 1 ppkt 1 załącznika do decyzji 2009/450/WE;
- 19) „pasażerowie” oznaczają osoby na pokładzie statku powietrznego w czasie lotu, z wyłączeniem członków załogi przebywających na pokładzie w celach służbowych;
- 20) „zachowawczy” oznacza, że zbiór założeń zdefiniowano w sposób zapobiegający niedoszacowaniu rocznej wielkości emisji lub przeszacowaniu liczby tonokilometrów;
- 21) „biomasa” oznacza ulegającą biodegradacji frakcję produktów, odpadów i pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i powiązanych gałęzi przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych; obejmuje ona biopłynny i biopaliwa;
- 22) „biopłynny” oznaczają ciekłe paliwa dla celów energetycznych, innych niż transport, w tym do wytwarzania energii elektrycznej oraz energii ciepła i chłodu, produkowane z biomasy;

- 23) „biopaliwa” oznaczają ciekłe lub gazowe paliwa dla transportu, produkowane z biomasy;
- 24) „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;
- 25) „największy dopuszczalny błąd” oznacza dopuszczony błąd pomiaru określony w załączniku I oraz w dotyczących przyrządów załącznikach do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE ⁽¹⁾ lub w krajowych przepisach dotyczących prawnej kontroli metrologicznej, stosownie do przypadku;
- 26) „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;
- 27) „tony CO_{2(e)}” oznaczają tony metryczne CO₂ lub CO_{2(e)};
- 28) „CO_{2(e)}” oznacza dowolny gaz cieplarniany inny niż CO₂, wymieniony w załączniku II do dyrektywy 2003/87/WE o równoważnym w stosunku do CO₂ współczynniku ocieplenia globalnego;
- 29) „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 gazów cieplarnianych;
- 30) „wartość opałowa” (NCV) oznacza konkretną ilość energii uwalnianej w postaci ciepła, kiedy paliwo lub materiał ulega pełnemu spalaniu z użyciem tlenu, w standardowych warunkach, pomniejszoną o ciepło parowania ewentualnie powstałej wody;
- 31) „emisje z procesów technologicznych” oznaczają emisje gazów cieplarnianych inne niż emisje pochodzące ze 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;
- 32) „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);
- 33) „partia” oznacza ilość paliwa lub materiału poddaną reprezentatywnemu próbkowaniu i scharakteryzowaną, przekazywaną jako jednorazowa dostawa lub w sposób ciągły w określonym czasie;
- 34) „paliwo mieszane” oznacza paliwo zawierające zarówno węgiel pierwiastkowy z biomasy, jak i węgiel pierwiastkowy kopalny;
- 35) „materiał mieszany” oznacza materiał zawierający zarówno węgiel pierwiastkowy z biomasy, jak i węgiel pierwiastkowy kopalny;
- 36) „wstępny współczynnik emisji” oznacza zakładany całkowity współczynnik emisji paliwa lub materiału określony na podstawie zawartości węgla pierwiastkowego obejmującej jego frakcję biomasy i frakcję kopalną przed pomnożeniem go przez wartość frakcji kopalnej w celu uzyskania współczynnika emisji;
- 37) „frakcja kopalna” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego kopalnego do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;
- 38) „frakcja biomasy” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego pochodzącego z biomasy do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;
- 39) „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;
- 40) „ciągły pomiar emisji” oznacza zbiór czynności służących ustaleniu wartości wielkości poprzez okresowe pomiary, przy zastosowaniu pomiaru w kominie lub procedur ekstrakcyjnych za pomocą przyrządu pomiarowego zlokalizowanego w pobliżu komina, przy wyłączeniu metodyki opartej na pomiarach, polegającej na pobieraniu pojedynczych próbek z komina;
- 41) „CO₂ związany w paliwie” oznacza CO₂ będący częścią strumienia materiałów wsadowych;
- 42) „węgiel kopalny” oznacza węgiel nieorganiczny i organiczny, który nie jest biomasą;

⁽¹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych (Dz.U. L 96 z 29.3.2014, s. 149).

- 43) „punkt pomiarowy” oznacza źródło emisji, w przypadku którego do pomiaru emisji używa się systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) lub przekrój systemu rurociągów, w przypadku którego ustala się przepływ CO₂ przy użyciu systemów ciągłych pomiarów;
- 44) „dokumentacja masy i wyważenia” oznacza dokumenty określone w przepisach międzynarodowych lub krajowych wdrażających normy i zalecane metody postępowania (SARP) określone w załączniku 6 Konwencji o międzynarodowym lotnictwie cywilnym podpisanej w Chicago dnia 7 grudnia 1944 r., oraz określone w podczęści C sekcja 3 załącznika IV do rozporządzenia Komisji (UE) nr 965/2012⁽¹⁾ lub w równoważnych przepisach międzynarodowych;
- 45) „odległość” oznacza długość ortodromy między lotniskiem odlotu a lotniskiem przylotu, dodatkową w stosunku do stałego współczynnika wynoszącego 95 km;
- 46) „lotnisko odlotu” oznacza lotnisko, na którym rozpoczyna się lot stanowiący działanie lotnicze wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;
- 47) „lotnisko przylotu” oznacza lotnisko, na którym kończy się lot stanowiący działanie lotnicze wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;
- 48) „ładunek handlowy” oznacza łączną masę przewożonych ładunków, poczty, pasażerów i bagażu znajdujących się na pokładzie statku powietrznego w czasie lotu;
- 49) „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;
- 50) „lotnisko” oznacza lotnisko zgodnie z definicją w pkt 1 ppkt 2 załącznika do decyzji 2009/450/WE;
- 51) „para lotnisk” oznacza parę, którą stanowią lotnisko odlotu i lotnisko przylotu;
- 52) „warunki standardowe” oznaczają temperaturę wynoszącą 273,15 K i ciśnienie wynoszące 101 325 Pa, definiujące normalny metr sześcienny (Nm³);
- 53) „składowisko” oznacza składowisko zgodnie z definicją w art. 3 pkt 3 dyrektywy 2009/31/WE;
- 54) „wychwytywanie CO₂” oznacza wychwytywanie CO₂ ze strumieni gazu, jeżeli w przeciwnym razie mogłaby nastąpić jego emisja, w celu transportu i geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- 55) „transport CO₂” oznacza transport CO₂ rurociągami w celu geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- 56) „geologiczne składowanie CO₂” oznacza geologiczne składowanie CO₂ zgodnie z definicją w art. 3 pkt 1 dyrektywy 2009/31/WE;
- 57) „uwolnione emisje” oznaczają emisje celowo uwolnione z instalacji poprzez ustanowienie określonego punktu emisji;
- 58) „intensyfikacja wydobycia węglowodorów” oznacza dodatkowe wydobycie węglowodorów oprócz węglowodorów pozyskanych w wyniku ekstrakcji poprzez zatłaczanie wody lub w inny sposób;
- 59) „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 metodologia monitorowania nie pozwala na uzyskanie wszystkich wymaganych danych dotyczących działalności lub współczynników obliczeniowych;
- 60) „słup wody” oznacza słup wody zgodnie z definicją w art. 3 pkt 2 dyrektywy 2009/31/WE;
- 61) „wyciek” oznacza wyciek zgodnie z definicją w art. 3 pkt 5 dyrektywy 2009/31/WE;
- 62) „kompleks składowania” oznacza kompleks składowania zgodnie z definicją w art. 3 pkt 6 dyrektywy 2009/31/WE;
- 63) „sieć transportowa” oznacza sieć transportową zgodnie z definicją w art. 3 pkt 22 dyrektywy 2009/31/WE.

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 965/2012 ustanawiające wymagania techniczne i procedury administracyjne odnoszące się do operacji lotniczych zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 216/2008 (Dz.U. L 296 z 25.10.2012, s. 1).

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 podstawie 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 pochodzące z procesów technologicznych oraz ze 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 podejmują 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 i współczynniki obliczeniowe, w przejrzysty sposób umożliwiającym 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.

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

Artykuł 8

Rzetelność metodyki i raportu na temat wielkości emisji

Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych 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, jak określono w art. 3 ust. 6 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2067⁽¹⁾, cechować się stroniczością w doborze i sposobie prezentacji informacji oraz muszą zapewniać wiarygodny i wyważony wykaz emisji z danej instalacji lub pochodzących od danego 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.

⁽¹⁾ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (zob. s. 94 niniejszego Dziennika Urzędowego).

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 ono 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.

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 danego operatora statku powietrznego.

Artykuł 12

Zawartość planu monitorowania i jego przedłożenie

1. Każdy 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 konkretnego operatora statku powietrznego i zawiera co najmniej elementy określone w załączniku I.

Wraz z planem monitorowania prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedkłada następujące dokumenty uzupełniające:

- a) w przypadku instalacji – dowody dotyczące każdego głównego i pomniejszego strumienia materiałów wsadowych wykazujące zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących działalności i współczynników obliczeniowych, w stosownych przypadkach, dla stosowanych poziomów dokładności określonych w załącznikach II i IV oraz dowody dotyczące każdego źródła emisji wykazujące zgodność z progami niepewności, w stosownych przypadkach, dla stosowanych poziomów dokładności określonych w załączniku VIII;
- 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, podając następujące informacje:

- a) tytuł procedury;
- b) identyfikowalne i weryfikowalne odniesienie umożliwiające identyfikację procedury;
- c) identyfikację stanowiska lub wydziału odpowiedzialnego za wdrożenie procedury oraz za dane pozyskane za pomocą procedury lub zarządzane z jej zastosowaniem;

- d) krótki opis procedury umożliwiający prowadzącemu instalację lub operatorowi statku powietrznego, właściwemu organowi i weryfikatorowi zrozumienie podstawowych parametrów i wykonywanych czynności;
- e) lokalizację odnośnych rejestrów i informacji;
- f) w stosownych przypadkach nazwę używanego systemu komputerowego;
- g) w stosownych przypadkach wykaz norm EN lub innych zastosowanych norm.

Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego sporządza wszelką pisemną dokumentację procedur, którą na żądanie udostępnia właściwemu organowi. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego udostępnia ją również do celów weryfikacji zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2067.

3. Oprócz elementów, o których mowa w ust. 1 i 2 niniejszego artykułu, państwa członkowskie mogą wymagać włączenia dodatkowych elementów do planu monitorowania instalacji w celu spełnienia wymogów aktów delegowanych przyjętych na podstawie art. 10a ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE i aktów wykonawczych przyjętych zgodnie z art. 10a ust. 21 tej dyrektywy.

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. 58 i 59, 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.

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 przynajmniej w każdej z następujących sytuacji:

- a) wystąpienia nowych emisji spowodowanych prowadzeniem nowych rodzajów 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 udoskonalenia planu monitorowania zawarte w sprawozdaniu z weryfikacji.

Artykuł 15

Zatwierdzanie zmian planu monitorowania

1. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego bezzwłocznie powiadamia właściwy organ o wszelkich propozycjach zmian planu monitorowania.

Właściwy organ może jednak zezwolić prowadzącemu instalację lub operatorowi statku powietrznego na powiadamianie o zmianach planu monitorowania niebędących istotnymi zmianami w rozumieniu ust. 3 i 4 do dnia 31 grudnia tego samego roku.

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:

- a) zmiany kategorii instalacji, jeśli zmiany te wymagają zmiany metodyki monitorowania lub prowadzą do zmiany mającego zastosowanie poziomu istotności zgodnie z art. 23 rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2067;
- b) niezależnie od przepisów 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, albo zastąpienie metodyki rezerwowej metodyką opartą na poziomach dokładności 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*, w przypadku gdy taka zmiana wymaga zmiany metodyki monitorowania;
- h) zmianę domyślnej wartości współczynnika obliczeniowego, jeśli wartość ma być określona w planie monitorowania;
- i) wprowadzenie nowych metod lub zmian w istniejących metodach dotyczących pobierania próbek, analizy lub kalibracji, jeśli ma to 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 wartości współczynników emisji określonych w planie monitorowania;
 - (ii) zmianę metod obliczeniowych określonych w załączniku III lub przejście od stosowania metody obliczeniowej do metody szacowania zgodnie z art. 55 ust. 2 lub odwrotnie;
 - (iii) wprowadzenie nowych strumieni materiałów wsadowych;
 - (iv) zmiany w statusie operatora statku powietrznego jako małego podmiotu uczestniczącego w systemie w rozumieniu art. 55 ust. 1 lub w odniesieniu do jednego z progów przewidzianych w art. 28a ust. 6 dyrektywy 2003/87/WE;
- 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, równoległe, 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 od daty, od której ma zastosowanie aktualna wersja planu monitorowania.

3. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego prowadzi rejestr wszystkich zmian planu monitorowania. Każdy wpis w rejestrze zawiera:
- przejrzysty opis zmiany;
 - uzasadnienie zmiany;
 - termin powiadomienia właściwego organu o zmianie zgodnie z art. 15 ust. 1;
 - datę potwierdzenia przez właściwy organ odbioru powiadomienia, o którym mowa w art. 15 ust. 1, o ile jest dostępna, oraz termin zatwierdzenia lub poinformowania, o których mowa w art. 15 ust. 2;
 - datę rozpoczęcia wdrażania zmodyfikowanego planu monitorowania zgodnie z ust. 2 niniejszego artykułu.

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 niezbędnych technik i technologii.

Artykuł 18

Nieracjonalne koszty

1. W przypadku gdy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego twierdzi, że stosowanie określonej metodyki monitorowania prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, właściwy organ ocenia, czy koszty są nieracjonalne, uwzględniając uzasadnienie przedstawione przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego.

Właściwy organ uznaje koszty za nieracjonalne, jeśli ich szacowana wielkość przewyższa korzyści. W tym celu korzyści 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 przez prowadzącego instalację 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 zostałby osiągnięty, mnożąc poprawę przez średnią roczną wielkość emisji spowodowanych przez dany strumień materiałów wsadowych w ciągu ostatnich trzech lat.

W przypadku braku takich danych o średniej rocznej wielkości emisji spowodowanych przez taki strumień materiałów wsadowych w ciągu ostatnich trzech lat, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego przedstawia zachowawcze oszacowanie średniej rocznej wielkości emisji, z wyłączeniem CO₂ pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przeniesionego CO₂. W przypadku przyrządów pomiarowych objętych krajową prawną kontrolą metrologiczną, aktualnie osiągniętą wartość niepewności można zastąpić największym dopuszczalnym błędem w użytkowaniu, dopuszczonym właściwymi przepisami krajowymi.

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 odnośnych strumieni materiałów wsadowych w ciągu trzech ostatnich okresów sprawozdawczych. Takie środki mogą obejmować:

- przejęcie od wartości domyślnych do analiz w celu wyznaczenia współczynników obliczeniowych;
- zwiększenie liczby analiz przypadającej na strumień materiałów wsadowych;
- 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 Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/31/UE⁽¹⁾ lub dyrektywy 2014/32/UE;

⁽¹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/31/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku wag nieautomatycznych (Dz.U. L 96 z 29.3.2014, s. 107).

- d) zwiększenie częstotliwości kalibracji i konserwacji przyrządów pomiarowych;
 - e) usprawnienie działań w zakresie przepływu danych i kontroli, znacznie ograniczających ryzyko nieodłączne lub ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej.
4. Środków dotyczących udoskonalenia metodyki monitorowania instalacji nie uważa się za prowadzące do nieracjonalnych kosztów do czasu osiągnięcia łącznej kwoty 2 000 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, strumieni materiałów wsadowych i źródeł emisji

1. Do celów monitorowania emisji i określania minimalnych wymogów dotyczących poziomów dokładności każdy prowadzący instalację określa kategorię własnej instalacji zgodnie z ust. 2 oraz, w stosownych przypadkach, każdego strumienia materiałów wsadowych zgodnie z ust. 3 i każdego źródła emisji zgodnie z ust. 4.
2. Prowadzący instalację klasyfikuje każdą instalację jako należącą do jednej z następujących kategorii:
 - a) instalacja kategorii A – jeśli średnie zweryfikowane emisje roczne w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy, bez uwzględniania CO₂ pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenieszonego CO₂, wynosiły 50 000 ton CO_{2(e)} lub mniej;
 - b) instalacja kategorii B – jeśli średnie zweryfikowane emisje roczne w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy, bez uwzględniania CO₂ pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenieszonego CO₂, wynosiły ponad 50 000 ton CO_{2(e)} oraz 500 000 ton CO_{2(e)} lub mniej;
 - c) instalacja kategorii C – jeśli średnie zweryfikowane emisje roczne w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy, bez uwzględniania CO₂ pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenieszonego CO₂, wynosiły ponad 500 000 ton CO_{2(e)}.

Na zasadzie odstępstwa od art. 14 ust. 2 właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację, aby nie zmieniał planu monitorowania, jeżeli na podstawie zweryfikowanych emisji próg na potrzeby klasyfikacji instalacji, o której to klasyfikacji mowa w akapicie pierwszym, został przekroczony, ale prowadzący instalację wykazał w sposób wymagany przez właściwy organ, że próg ten nie został przekroczony w ciągu ostatnich pięciu okresów sprawozdawczych ani nie zostanie przekroczony w kolejnych okresach sprawozdawczych.

3. Prowadzący instalację klasyfikuje każdy strumień materiałów wsadowych jako należący do jednej z następujących kategorii, porównując strumień z sumą wszystkich bezwzględnych wartości kopalnego CO₂ i CO_{2(e)} odpowiadającego wszystkim strumieniom materiałów wsadowych uwzględnianym przez metody oparte na obliczeniach oraz z sumą wszystkich emisji ze źródeł emisji monitorowanych z zastosowaniem metod opartych na pomiarach, przed odjęciem przenieszonego CO₂:
 - a) pomniejszych strumieni materiałów wsadowych – jeśli strumienie materiałów wsadowych wybrane przez prowadzącego instalację łącznie odpowiadają mniej niż 5 000 ton kopalnego CO₂ rocznie lub mniej niż 10 %, do maksymalnej łącznej wielkości wynoszącej 100 000 ton kopalnego CO₂ 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 1 000 ton kopalnego CO₂ rocznie lub mniej niż 2 %, do maksymalnej łącznej wielkości wynoszącej 20 000 ton kopalnego CO₂ rocznie, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą w ujęciu bezwzględnym;
 - c) głównych strumieni materiałów wsadowych – jeśli strumienie materiałów wsadowych nie należą do żadnej z kategorii, o których mowa w lit. a) i b).

Na zasadzie odstępstwa od art. 14 ust. 2 właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację, aby nie zmieniał planu monitorowania, jeżeli na podstawie zweryfikowanych emisji próg na potrzeby klasyfikacji strumienia materiałów wsadowych jako pomniejszego strumienia materiałów wsadowych lub strumienia *de minimis*, o której to klasyfikacji mowa w akapicie pierwszym, został przekroczony, ale prowadzący instalację wykazał w sposób wymagany przez właściwy organ, że próg ten nie został przekroczony w ciągu ostatnich pięciu okresów sprawozdawczych ani nie zostanie przekroczony w kolejnych okresach sprawozdawczych.

4. Prowadzący instalację klasyfikuje każde źródło emisji, w przypadku którego stosowana jest metodyka oparta na pomiarach, do jednej z następujących kategorii:
 - a) pomniejszych źródeł emisji – jeśli źródło emisji emituje mniej niż 5 000 ton kopalnego CO_{2(e)} rocznie lub mniej niż 10 % łącznych emisji instalacji pochodzących z paliw kopalnych, do maksymalnej łącznej wielkości wynoszącej 100 000 ton kopalnego CO_{2(e)} rocznie, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą w ujęciu bezwzględnym;
 - b) głównych źródeł emisji – jeśli źródło emisji nie kwalifikuje się jako pomniejsze źródło emisji.

Na zasadzie odstępstwa od art. 14 ust. 2 właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację, aby nie zmieniał planu monitorowania, jeżeli na podstawie zweryfikowanych emisji próg na potrzeby klasyfikacji źródła emisji jako pomniejszego źródła emisji, o której to klasyfikacji mowa w akapicie pierwszym, został przekroczony, ale prowadzący instalację wykazał w sposób wymagany przez właściwy organ, że próg ten nie został przekroczony w ciągu ostatnich pięciu okresów sprawozdawczych ani nie zostanie przekroczony w kolejnych okresach sprawozdawczych.

5. Jeśli średnie zweryfikowane emisje roczne z danej instalacji w okresie rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres rozliczeniowy nie są znane lub nie odzwierciedlają już wystarczająco panującego stanu do celów ust. 2, w celu określenia kategorii instalacji prowadzący instalację wykorzystuje zachowawcze oszacowanie średnich emisji rocznych, z wyłączeniem CO₂ pochodzącego z biomasy i przed odjęciem przenoszonego CO₂.

Artykuł 20

Granice monitorowania

1. Prowadzący instalacje definiują granice monitorowania dla każdej instalacji.

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 oraz z rodzajów działań i gazów cieplarnianych włączonych przez państwo członkowskie, w którym znajduje się instalacja, zgodnie z art. 24 wspomnianej dyrektywy.

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 w rozumieniu dyrektywy 2009/31/WE prowadzących do emisji lub uwolnienia CO₂ do słupa wody, traktuje się je jako źródła emisji z odnośnej 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 CO₂ między instalacjami, przy czym dokonuje się pomiarów stężenia CO₂ i przepływu przenoszonego gazu.

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

2. Z zastrzeżeniem zgody właściwego organu prowadzący instalację może połączyć metodykę standardową, metodykę 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. W przypadku gdy wymogi sektorowe określone w załączniku IV wymagają zastosowania szczególnej metodyki monitorowania, prowadzący instalację stosuje tę metodykę lub metodykę opartą na pomiarach. Prowadzący instalację może wybrać inną metodykę tylko wtedy, gdy przedstawi właściwemu organowi dowody na to, że zastosowanie wymaganej metodyki nie jest technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów, lub że alternatywna metodyka zapewnia większą całkowitą dokładność danych dotyczących emisji.

Artykuł 22

Metodyka monitorowania, która nie opiera się na poziomach dokładności

Na zasadzie odstępstwa od art. 21 ust. 1, w odniesieniu do wybranych strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji prowadzący instalację może stosować metodykę monitorowania, która nie opiera się 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 głównego lub pomniejszego strumienia materiałów wsadowych albo większej liczby takich strumieni 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 prowadzi do nieracjonalnych kosztów;
- 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 wykazuje w sposób wymagany przez właściwy organ, 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. Jeżeli z przyczyn technicznych stosowanie planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ jest tymczasowo niemożliwe, prowadzący instalację, którego to dotyczy, stosuje najwyższy możliwy do osiągnięcia poziom dokładności lub podejście zachowawcze nieuwzględniające poziomów dokładności jeśli ich stosowanie jest niemożliwe, do momentu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie poziomu dokładności zatwierdzonego w planie monitorowania.

Prowadzący instalację podejmuje wszelkie środki niezbędne do jak najszybszego wznowienia stosowania planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ.

2. Prowadzący instalację, którego to dotyczy, bezzwłocznie zgłasza właściwemu organowi tymczasową zmianę w metodyce monitorowania, o której mowa w ust. 1, podając:

- a) powody odstąpienia od planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ;
- b) szczegółowe informacje o przejściowej metodyce monitorowania stosowanej przez prowadzącego instalację do wyznaczania wielkości emisji do czasu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ;
- c) środki podjęte przez prowadzącego instalację w celu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie planu monitorowania zatwierdzonego przez właściwy organ;
- d) przewidywany termin, w którym zostanie wznowione stosowanie planu monitorowania 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 pochodzących ze spalania na strumień materiałów wsadowych, mnożąc dane dotyczące działalności związane z ilością spalonego paliwa wyrażoną w teradzulach na podstawie wartości opałowej (NCV) przez odpowiedni współczynnik emisji wyrażony w tonach CO₂ na teradzul (t CO₂/TJ) zgodnie z zastosowaniem NCV, a także przez odpowiedni współczynnik utleniania.

Właściwy organ może zezwolić na stosowanie współczynników emisji dla paliw wyrażonych w t CO₂/t lub t CO₂/Nm³. W takich przypadkach prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji pochodzących ze 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 z zużyciem materiału, wielkością przerobu instalacji lub wielkością produkcji, wyrażoną w tonach lub w normalnych metrach sześciennych, przez odpowiedni współczynnik emisji, wyrażony w t CO₂/t lub t CO₂/Nm³, oraz odpowiedni współczynnik konwersji.
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 CO₂ odpowiadającą każdemu strumieniowi materiałów wsadowych uwzględnionemu w bilansie masowym, mnożąc dane dotyczące działalności związane z ilością paliwa lub materiału wchodzącego w granice bilansu masowego lub opuszczającego je, przez zawartość węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale pomnożoną przez 3,664 t CO₂/t C, zgodnie z załącznikiem II sekcja 3.
2. Niezależnie od przepisów art. 49 emisje z całego procesu objętego bilansem masowym stanowią sumę ilości CO₂ odpowiadających wszystkim strumieniom materiałów wsadowych objętym bilansem masowym. Ilość CO emitowanego do atmosfery oblicza się w bilansie masowym jako emisję molowo równoważnej ilości CO₂.

Artykuł 26

Właściwe poziomy dokładności

1. Definiując odpowiednie poziomy dokładności odnoszące się do głównych i pomniejszych strumieni materiałów wsadowych 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 strumienia materiałów wsadowych stanowiącego znormalizowane paliwo handlowe;
 - b) w przypadkach innych niż te, o których mowa w lit. a), najwyższy poziom dokładności zdefiniowany w załączniku II.

W przypadku głównych strumieni materiałów wsadowych 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 w sposób wymagany przez właściwy organ, że poziom dokładności wymagany zgodnie z akapitem pierwszym nie jest technicznie osiągalny lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

Właściwy organ może, w okresie przejściowym uzgodnionym z prowadzącym instalację, zezwolić mu na stosowanie w odniesieniu do głównych strumieni materiałów wsadowych niższych poziomów dokładności, niż te, o których mowa w akapicie drugim, przy czym musi być stosowany co najmniej poziom dokładności 1, pod warunkiem że:

- a) prowadzący instalację wykaże w sposób wymagany przez właściwy organ, że poziom dokładności wymagany zgodnie z akapitem drugim nie jest technicznie osiągalny lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów; oraz
 - 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 pomniejszych strumieni materiałów wsadowych prowadzący instalację może zastosować poziom dokładności niższy niż wymagany zgodnie z ust. 1 akapit pierwszy, przy czym musi być stosowany co najmniej poziom dokładności 1, jeżeli wykaże w sposób wymagany przez właściwy organ, że poziom dokładności wymagany zgodnie z ust. 1 akapit pierwszy nie jest technicznie osiągalny lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

3. W przypadku strumieni materiałów wsadowych *de minimis* prowadzący instalację może wyznaczać wartość danych dotyczących działalności oraz każdego współczynnika obliczeniowego, stosując zamiast poziomów dokładności 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 wymienione w załączniku II.

5. Jeśli właściwy organ zezwolił na zastosowanie współczynników emisji wyrażonych w t CO₂/t lub t CO₂/Nm³ 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 zachowawczego oszacowania zamiast poziomów dokładności, chyba że zdefiniowany poziom dokładności można osiągnąć bez dodatkowego wysiłku.

Podsekcja 2

Dane dotyczące działalności

Artykuł 27

Wyznaczanie wartości danych dotyczących działalności

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

- a) na podstawie ciągłych pomiarów odnoszących się do procesu powodującego emisję;
- 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 otrzymaną 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) 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 następnym najbardziej odpowiedni dzień, który oddzieli dany rok sprawozdawczy od kolejnego i odpowiednio uzgodnić go z wymaganym rokiem kalendarzowym. Odchylenia występujące w przypadku jednego strumienia materiałów wsadowych lub większej liczby takich strumieni 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, o ile spełnione zostaną wszystkie następujące warunki:

- a) prowadzący instalację musi przeprowadzić ocenę niepewności oraz zapewnić osiągnięcie progu niepewności dla odpowiedniego poziomu dokładności;
- b) prowadzący instalację musi zapewnić co najmniej raz w roku i po każdej kalibracji przyrządu pomiarowego, aby wyniki kalibracji pomnożone przez zachowawczy współczynnik korygujący zostały porównane z odpowiednimi progami niepewności. Zachowawczy współczynnik korygujący opiera się na odpowiednich szeregach czasowych poprzednich kalibracji tego przyrządu pomiarowego lub podobnych przyrządów pomiarowych, aby uwzględnić wpływ niepewności podczas użytkowania.

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 powiadamia o tym właściwy organ.

2. Prowadzący instalację przedstawia właściwemu organowi ocenę niepewności, o której mowa w ust. 1 lit. a), 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. W ocenie niepewności uwzględnia się niepewność związaną ze zmianami w zapasach, 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.

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

3. Niezależnie od przepisów 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 największy dopuszczalny błąd 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, umożliwi prowadzącemu instalację osiągnięcie co najmniej tak wysokiego poziomu dokładności, zapewnia bardziej wiarygodne wyniki oraz jest mniej podatne na ryzyko zawadności 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:

- ilości z wystawionych przez kontrahenta faktur, pod warunkiem że miała miejsce transakcja handlowa między dwoma niezależnymi partnerami handlowymi;
 - 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 największy dopuszczalny błąd w użytkowaniu określony właściwymi przepisami dotyczącymi krajowej prawnej kontroli metrologicznej w odniesieniu do odpowiedniej transakcji handlowej.

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

- Prowadzący instalację wyznacza współczynniki obliczeniowe jako wartości domyślne lub wartości wyznaczone na podstawie analizy, zależnie od właściwego poziomu dokładności.
- 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 emisję, 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.

Prowadzący instalację jest zobowiązany do określenia frakcji biomasy wyłącznie w odniesieniu do paliw mieszanych lub materiałów mieszanych. W przypadku innych paliw lub materiałów stosuje się wartość domyślną wynoszącą 0 % dla frakcji biomasy paliw kopalnych lub materiałów oraz wartość domyślną wynoszącą 100 % frakcji biomasy w odniesieniu do paliw z biomasy lub materiałów składających się wyłącznie z biomasy.

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 wymienione 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 paliwa lub materiału, jeśli prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób wymagany przez właściwy organ, że zawartość węgla pierwiastkowego wykazuje 95 % przedział ufności nieprzekraczający 1 %;
 - e) wartości określone na podstawie analiz przeprowadzonych w przeszłości, jeśli prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób wymagany przez właściwy organ, że takie wartości są reprezentatywne dla przyszłych partii tego samego paliwa lub 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 %.
5. Na wniosek prowadzącego instalację właściwy organ może uznać, że stechiometryczna zawartość węgla pierwiastkowego w czystej substancji chemicznej jest uznawana za zgodną z poziomem dokładności, który w przeciwnym razie wymagałby przeprowadzenia analiz zgodnie z art. 32–35, jeżeli prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób wymagany przez właściwy organ, że wykorzystanie analiz prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów i że stosowanie wartości stechiometrycznej nie doprowadzi do niedoszacowania emisji.

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 branżowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.

2. W przypadku użycia do wyznaczania wielkości emisji chromatografów gazowych działających w trybie on-line lub ekstrakcyjnych albo nieekstrakcyjnych analizatorów gazu 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 przyrzędu.
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.

Wyznaczając określony parametr, prowadzący instalację wykorzystuje wyniki wszystkich analiz przeprowadzonych w odniesieniu do takiego parametru.

*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 błędów systematycznych. 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 wykonawczym (UE) 2018/2067.

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 wymagany przez właściwy organ, że dostęp do laboratoriów, o których mowa w ust. 1, nie jest technicznie wykonalny lub prowadziłby do nieracjonalnych kosztów, 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.

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 próbek;
- e) w stosownych przypadkach, 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 sprawowanie kontroli nad nimi;
- 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 wymienione w załączniku VII.
2. Właściwy organ może 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 prowadziłyby do nieracjonalnych kosztów.

W przypadku gdy instalacja działa wyłącznie przez część roku lub gdy paliwa lub materiały są dostarczane w partiach zużywanych w okresie dłuższym niż rok kalendarzowy, właściwy organ może uzgodnić z prowadzącym instalację bardziej odpowiedni harmonogram analiz, pod warunkiem że w rezultacie otrzymuje się niepewność porównywalną do niepewności, której wartość określono w akapicie pierwszym lit. a).

Podsekcja 4

Szczególne współczynniki obliczeniowe

Artykuł 36

Współczynniki emisji dla CO₂

1. Prowadzący instalację wyznacza współczynniki emisji właściwe dla poszczególnych rodzajów działań, dotyczące emisji CO₂.
2. Współczynniki emisji dla paliw, w tym używanych jako wsad do procesu, wyraża się jako t CO₂/TJ.

Właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na stosowanie współczynnika emisji dla paliwa wyrażonego jako t CO₂/t lub t CO₂/Nm³ w przypadku emisji pochodzących ze spalania, jeśli zastosowanie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO₂/TJ prowadzi do nieracjonalnych kosztów 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 CO₂, lub na odwrót, prowadzący instalację stosuje współczynnik 3,664 t CO₂/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 utleniania lub konwersji, prowadzący instalację stosuje współczynnik utleniania lub konwersji wynoszący 1.

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

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 zagregowanego współczynnika utleniania dla całego procesu spalania i stosowanie go do wszystkich paliw;
- b) przypisanie niecałkowitego utleniania 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 strumienia materiałów wsadowych złożonego 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 każdego paliwa lub materiału 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, ksylicowych 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.

Artykuł 39

Wyznaczanie frakcji biomasy i frakcji kopalnej

1. W przypadku paliw lub materiałów mieszanych prowadzący instalację może założyć brak udziału biomasy i zastosować domyślną frakcję kopalną wynoszącą 100 % lub określić frakcję biomasy zgodnie z ust. 2, stosując poziomy dokładności określone w załączniku II sekcja 2.4.

2. Jeśli z zastrzeżeniem wymaganego poziomu dokładności prowadzący instalację musi przeprowadzić analizy w celu wyznaczenia frakcji biomasy, czyni to na podstawie odpowiedniej normy oraz z zastosowaniem określonych w niej metod analitycznych, o ile stosowanie takiej normy i takich metod analitycznych zostało zatwierdzone przez właściwy organ.

Jeśli z zastrzeżeniem wymaganego poziomu dokładności prowadzący instalację musi przeprowadzić analizy w celu wyznaczenia frakcji biomasy, ale zastosowanie akapitu pierwszego nie jest technicznie wykonalne lub prowadziło do nieracjonalnych kosztów, przedstawia on alternatywną metodę szacowania w celu wyznaczenia frakcji biomasy do zatwierdzenia przez właściwy organ. W przypadku paliw lub materiałów pochodzących z procesów produkcji o zdefiniowanych i dających się wskazać strumieniach wejściowych prowadzący instalację może oprzeć oszacowanie na bilansie masowym węgla pierwiastkowego zarówno kopalnego, jak i pochodzącego z biomasy, wprowadzanego do procesu lub opuszczającego go.

Komisja może przedstawić wytyczne dotyczące innych właściwych metod szacowania.

3. Na zasadzie 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 opartą na pomiarach w odniesieniu do wszystkich emisji podtlenku azotu (N₂O) zgodnie z załącznikiem IV oraz w odniesieniu do określania ilości przenieszonego CO₂ zgodnie z art. 49.

Ponadto prowadzący instalację może stosować metodykę opartą na pomiarach w odniesieniu do źródeł emisji CO₂, jeśli jest w stanie przedstawić dla każdego źródła emisji dowody zgodności z poziomami dokładności wymaganymi zgodnie z art. 41.

Artykuł 41

Wymogi dotyczące poziomów dokładności

1. W odniesieniu do każdego głównego źródła emisji prowadzący instalację stosuje:
 - a) w przypadku instalacji kategorii A – przynajmniej poziomy dokładności wymienione w załączniku VIII sekcja 2;
 - b) w innych przypadkach – najwyższy poziom dokładności wymieniony w załączniku VIII sekcja 1.

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 w sposób wymagany przez właściwy organ, że poziom dokładności wymagany zgodnie z akapitem pierwszym nie jest technicznie osiągalny lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

2. W przypadku emisji z pomniejszych źródeł emisji prowadzący instalację może zastosować poziom dokładności niższy niż wymagany zgodnie z ust. 1 akapit pierwszy, przy czym musi być stosowany co najmniej poziom dokładności 1, jeżeli wykaże w sposób wymagany przez właściwy organ, że poziom dokładności wymagany zgodnie z ust. 1 akapit pierwszy nie jest technicznie osiągalny lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

Artykuł 42

Normy i laboratoria pomiarowe

1. Wszystkich pomiarów dokonuje się z zastosowaniem metod opartych na normach:
 - a) EN 14181 (Emisja ze źródeł stacjonarnych – Zapewnienie jakości automatycznych systemów pomiarowych);
 - b) EN 15259 (Jakość powietrza – Pomiary emisji ze źródeł stacjonarnych – Wymagania dotyczące odcinków pomiarowych i miejsc pomiaru, celu i planu pomiaru oraz sprawozdania z pomiaru);
 - c) innych odpowiednich normach EN, w szczególności EN ISO 16911-2 (Emisja ze źródeł stacjonarnych – Manualne i automatyczne wyznaczanie prędkości i strumienia objętości w przewodach).

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 branżowych 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.

Artykuł 43

Wyznaczanie wielkości emisji

1. Prowadzący instalację wyznacza roczną wielkość emisji ze źródła emisji w okresie sprawozdawczym, sumując 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 pracy.

W przypadku emisji CO₂ prowadzący instalację wyznacza roczną wielkość emisji na podstawie równania 1 w załączniku VIII. CO emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO₂.

W przypadku podtlenku azotu (N₂O) prowadzący instalację wyznacza roczną wielkość emisji na podstawie równania w załączniku IV sekcja 16 podsekcja B.1.

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 – obliczenie 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 CO₂ pochodzącą z biomasy i odejmuje ją od całkowitej wielkości zmierzonych emisji CO₂. W tym celu prowadzący instalację może wykorzystać:

- a) podejście oparte na obliczeniach, w tym podejścia, w których wykorzystuje się analizy i pobieranie próbek na podstawie normy EN ISO 13833 (Emisja ze źródeł stacjonarnych – Oznaczanie stosunku ditlenku węgla pochodzącego z biomasy (biogennego) i węgla kopalnego – Pobieranie próbek i oznaczanie radiowęgla);
- b) inną metodę opierającą się na odpowiedniej normie, w tym ISO 18466 (Emisja ze źródeł stacjonarnych – Oznaczanie frakcji biogennej w CO₂ z gazów odlotowych przy użyciu metody bilansu);
- c) metodę szacowania opublikowaną przez Komisję.

Jeżeli metoda zaproponowana przez prowadzącego instalację wiąże się z ciągłym pobieraniem próbek ze strumienia spalin stosuje się normę EN 15259 (Jakość powietrza – Pomiary emisji ze źródeł stacjonarnych – Wymagania dotyczące odcinków pomiarowych i miejsc pomiaru, celu i planu pomiaru oraz sprawozdania z pomiaru).

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 CO₂ co najmniej ładunków materiału wsadowego, dopływu powietrza i sprawności procesu, a także od strony wyjścia, w tym co najmniej wielkości produkcji oraz stężenia tlenu (O₂), dwutlenku siarki (SO₂) i tlenków azotu (NO_x);
- b) wyznaczenia w drodze ciągłego pomiaru przepływu w reprezentatywnym punkcie.

Artykuł 44

Agregowanie danych

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

Jeśli prowadzący instalację jest w stanie pozyskać dane dotyczące krótszych okresów referencyjnych bez ponoszenia dodatkowych kosztów, wykorzystuje on takie okresy do wyznaczenia 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.

Art. 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 parametru lub ich większej liczby do celów metodyki opartej na pomiarach ze względu na brak kontroli nad urządzeniem, brak zasięgu lub niedziałanie urządzenia, 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.

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 pierwszy instalację uważa się za instalację o niskim poziomie emisji w przypadku spełnienia co najmniej jednego z następujących warunków:

- średnie emisje roczne z tej instalacji zgłoszone w zweryfikowanych raportach 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 , wynosiły mniej niż 25 000 ton $CO_{2(e)}$ rocznie;
- 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 25 000 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 akapit trzeci, a także jest on zwolniony z wymogu złożenia raportu dotyczącego udoskonaleń, o którym mowa w art. 69 ust. 4, w odpowiedzi na zalecenia dotyczące udoskonaleń określone przez weryfikatora w sprawozdaniu z weryfikacji.

4. Na zasadzie 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 wymogu uwzględnienia niepewności związanej ze zmianami zapasów w ocenie niepewności, określonego w art. 28 ust. 2.

6. Na zasadzie odstępstwa od art. 26 ust. 1 i art. 41 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 oraz do wyznaczania wielkości emisji z zastosowaniem metodyki opartej na pomiarach, 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 prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów.

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 wymagany przez właściwy organ, że w ciągu ostatnich pięciu okresów sprawozdawczych nie przekroczono wartości progowej, o której mowa w ust. 2, oraz że nie zostanie ona przekroczona ponownie w kolejnym okresie sprawozdawczym i dalszych okresach.

Artykuł 48

CO₂ związany w paliwie

1. CO₂ związany w paliwie, który jest przenoszony do instalacji, w tym zawarty w gazie ziemnym, gazach odłotowych (włącznie z gazem wielkopieczowym lub gazem koksowniczym) lub we wsadach do procesu (włącznie z gazem syntezowym), uwzględnia się we współczynniku emisji dla takiego strumienia materiału wsadowego.

2. Jeśli CO₂ 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 strumienia materiału wsadowego do innej instalacji i innego rodzaju działań objętych wspomnianą dyrektywą, nie liczy się go jako emisji z instalacji, z której pochodzi.

Jeśli jednak CO₂ związany w paliwie jest emitowany bądź też przenoszony z takiej instalacji do obiektów nieobjętych wspomnianą dyrektywą, liczy się go jako emisję z instalacji, z której pochodzi.

3. Prowadzący instalacje mogą wyznaczać ilości przenoszonego z instalacji CO₂ związanego w paliwie zarówno w instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej. W takim przypadku ilości CO₂ związanego w paliwie, odpowiednio, przenoszonego i odbieranego, są identyczne.

Jeśli ilości przenoszonego i odbieranego CO₂ związanego w paliwie nie są identyczne, a rozbieżność wartości można wytłumaczyć niepewnością systemów pomiarowych lub metody wyznaczania, w raporcie na temat wielkości emisji zarówno z instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej, podaje się średnią arytmetyczną z obu wyznaczonych wartości. W takich przypadkach w raporcie na temat wielkości emisji zamieszcza się wzmiankę o dostosowaniu odnośnej wartości.

Jeśli rozbieżności między wartościami nie można wytłumaczyć zatwierdzonym zakresem niepewności systemów pomiarowych lub metodą wyznaczania, prowadzący instalację przesyłającą i odbiorczą dostosowują wartości, stosując korekty zachowawcze zatwierdzone przez właściwy organ.

Artykuł 49

Przenoszony CO₂

1. Prowadzący instalację odejmuje od wielkości emisji z instalacji każdą ilość CO₂ pochodzącego z węgla pierwiastkowego kopalnego używanego w rodzajach działań objętych załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE, która to ilość nie została wyemitowana z instalacji, lecz:

a) została przeniesiona poza tę instalację do dowolnego z poniższych obiektów:

- (i) instalacji wychwytywającej w celu transportu i długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- (ii) sieci transportowej w celu długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- (iii) składowiska dopuszczonego na mocy dyrektywy 2009/31/WE w celu długoterminowego geologicznego składowania;

b) została przeniesiona poza tę instalację i jest wykorzystywana do produkcji wytrąconego węgla wapnia, w którym użyty CO₂ jest chemicznie związany.

2. Prowadzący instalację przesyłającą podaje w rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji kod identyfikacyjny instalacji odbiorczej uznany zgodnie z aktami przyjętymi na mocy art. 19 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE, jeżeli instalacja odbiorcza jest objęta tą dyrektywą. We wszystkich innych przypadkach prowadzący instalację przesyłającą podaje nazwisko, adres i dane osoby wyznaczonej do kontaktów w danej instalacji odbiorczej.

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

3. W celu wyznaczenia ilości CO₂ 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 CO₂.

Do celów ust. 1 lit. b) prowadzący instalację stosuje metodę opartą na obliczeniach.

4. W celu wyznaczenia ilości CO₂ przenoszonego z jednej instalacji do drugiej prowadzący instalację stosuje najwyższy poziom dokładności określony w załączniku VIII sekcja 1.

Prowadzący instalację może jednak zastosować następny z kolei niższy poziom dokładności o ile stwierdzi, że zastosowanie najwyższego poziomu dokładności zdefiniowanego w załączniku VIII sekcja 1 nie jest wykonalne technicznie lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

W celu wyznaczenia ilości CO₂ chemicznie związanego w wytrąconym węglanie wapnia prowadzący instalację wykorzystuje źródła danych wykazujące najwyższą możliwą dokładność.

5. Prowadzący instalacje mogą wyznaczać ilości przenoszonego z instalacji CO₂ zarówno w instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej. W takich przypadkach stosuje się art. 48 ust. 3.

Artykuł 50

Wykorzystywanie lub przenoszenie N₂O

1. Jeśli N₂O pochodzi z działań objętych załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE, dla których – zgodnie z tym załącznikiem – N₂O ma znaczenie, a instalacja nie emituje N₂O, lecz przenosi go do innej instalacji, która monitoruje i zgłasza emisje zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, nie liczy się go jako emisji z instalacji, z której pochodzi.

Instalacja, która otrzymuje N₂O z instalacji i działania zgodnie z akapitem pierwszym, monitoruje odpowiednie strumienie gazu przy użyciu tych samych metod, jak te wymagane na mocy niniejszego rozporządzenia, tak jakby emisje N₂O zostały wytworzone w samej instalacji odbiorczej.

Jednak w przypadku gdy N₂O jest napełniany do butli lub wykorzystywany jako gaz w produktach w taki sposób, że jest on emitowany poza instalacją, lub gdy jest przekazywany poza instalację do obiektów nieobjętych dyrektywą 2003/87/WE, liczy się go jako emisje z instalacji, z której pochodzi, z wyjątkiem ilości N₂O, w odniesieniu do których prowadzący instalację, z której N₂O pochodzi, jest w stanie wykazać przed właściwym organem, że przedmiotowy N₂O jest niszczone przy użyciu odpowiednich urządzeń do obniżania emisji.

2. W stosownych przypadkach prowadzący instalację przesyłającą podaje w rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji kod identyfikacyjny instalacji odbiorczej uznany zgodnie z aktami przyjętymi na mocy art. 19 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE.

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

3. W celu wyznaczenia ilości N₂O 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 N₂O.

4. W celu wyznaczenia ilości N₂O przenoszonego z jednej instalacji do drugiej prowadzący instalację stosuje najwyższy poziom dokładności określony w załączniku VIII sekcja 1 w odniesieniu do emisji N₂O.

Prowadzący instalację może jednak zastosować następny z kolei niższy poziom dokładności o ile stwierdzi, że zastosowanie najwyższego poziomu dokładności zdefiniowanego w załączniku VIII sekcja 1 nie jest wykonalne technicznie lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

5. Prowadzący instalacje mogą wyznaczać ilości przenoszonego z instalacji N₂O zarówno w instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej. W takich przypadkach stosuje się odpowiednio art. 48 ust. 3.

ROZDZIAŁ IV

MONITOROWANIE EMISJI I DANYCH DOTYCZĄCYCH TONOKILOMETRÓW Z DZIAŁAŃ LOTNICZYCH

Artykuł 51

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 koordynowanym.

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.

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 jest jedno z następujących oznaczeń:

- a) kod ICAO określony w polu 7 planu lotu;
- b) jeśli nie jest dostępny kod ICAO operatora statku powietrznego – znak rejestracyjny statku powietrznego.

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 52

Przedkładanie planów monitorowania

1. Co najmniej cztery miesiące przed podjęciem działań lotniczych objętych załącznikiem 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.

Na zasadzie 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 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, wyjaśniając, 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 uprawnień do emisji 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.

Artykuł 53

Metodyka monitorowania emisji z działań lotniczych

1. Każdy operator statku powietrznego wyznacza roczną wielkość emisji CO₂ 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 pomocnicze źródło zasilania. W tym celu operator statku powietrznego stosuje jedną z metod określonych w załączniku III sekcja 1. Operator statku powietrznego dokonuje wyboru metody, która umożliwia najpełniejsze i najszybsze zgromadzenie danych przy najmniejszej niepewności bez prowadzenia do nieracjonalnych kosztów.

3. Każdy operator statku powietrznego wyznacza ilość uzupełnianego paliwa, o której mowa w załączniku III sekcja 1, 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. 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. Operator statków powietrznych stosuje gęstość paliwa (która może być rzeczywistą lub standardową wartością wynoszącą 0,8 kg na liter) wykorzystywaną ze względów operacyjnych i względów bezpieczeństwa.

Procedura informowania o wykorzystaniu gęstości rzeczywistej lub standardowej zostaje opisana w planie monitorowania wraz z odniesieniem do odpowiedniej dokumentacji operatora statku powietrznego.

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

W przypadku paliw nieuwzględnionych we wspomnianej tabeli operator statku powietrznego wyznacza współczynnik emisji zgodnie z art. 32. Wartość opałową takich paliw wyznacza się i zgłasza jako pozycję uzupełniającą.

7. Na zasadzie odstępstwa od przepisów ust. 6 operator statku powietrznego może, po uzyskaniu zatwierdzenia ze strony właściwego organu, określić współczynnik emisji lub zawartość węgla pierwiastkowego, na której opiera się współczynnik, albo 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 wymienionych w tabeli 1 w załączniku III.

Artykuł 54

Przepisy szczegółowe dotyczące biomasy

Art. 39 stosuje się odpowiednio do wyznaczania frakcji biomasy w paliwie mieszanym.

Niezależnie od przepisów 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.

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 wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE wyznacza się, korzystając z rejestrów zakupów paliwa.

Metodyka ta 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 55

Małe podmioty uczestniczące w systemie

1. Operatorzy statków powietrznych obsługujący mniej niż 243 loty w czasie trzech kolejnych czteromiesięcznych okresów oraz operatorzy statków powietrznych obsługujący loty o całkowitych rocznych emisjach wynoszących mniej niż 25 000 ton CO₂ na rok są uznawani za małe podmioty uczestniczące w systemie.

2. Na zasadzie odstępstwa od art. 53 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, 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. Na zasadzie odstępstwa od 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 załącznika I sekcja 2 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.

Operator statku powietrznego niezwłocznie zgłasza właściwemu organowi każdą istotną zmianę planu monitorowania w rozumieniu art. 15 ust. 4 lit. a) ppkt (iv) w celu 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 wymagany przez właściwy organ, że w ciągu ostatnich pięciu okresów sprawozdawczych nie przekroczono wartości progowych, o których mowa w ust. 1, oraz że nie zostaną one ponownie przekroczone w kolejnym okresie sprawozdawczym i dalszych okresach.

Artykuł 56

Źródła niepewności

- 1. Przy wyborze metodyki monitorowania zgodnie z art. 53 ust. 2 operator statku powietrznego uwzględnia źródła niepewności i związane z nimi poziomy niepewności.
- 2. 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 57

Wyznaczanie wartości danych dotyczących tonokilometrów

- 1. Operatorzy statków powietrznych zamierzający ubiegać się o nieodpłatne przyznanie uprawnień do emisji zgodnie z art. 3e lub 3f dyrektywy 2003/87/WE monitorują 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.
- 2. Operator statku powietrznego oblicza wartość danych dotyczących tonokilometrów mnożąc odległość, obliczoną zgodnie z załącznikiem III sekcja 3 i wyrażoną w kilometrach (km) przez ładunek handlowy obliczony jako suma masy ładunku, poczty, 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, ani 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 58

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 wymienione w art. 12 ust. 2;
- 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, w tym odnośne wzory i stosowane etapy agregacji danych;
- 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 59

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 w oparciu o pisemną procedurę przeprowadzania oceny;
- 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 technologii komputerowych służących kontroli procesu;
- c) podział obowiązków odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych oraz zarządzanie niezbędnymi kompetencjami;
- d) wewnętrzne przeglądy i walidację danych;
- e) korekty i działania naprawcze;
- f) kontrolę procesów zleczanych na zewnątrz;
- g) prowadzenie rejestrów i dokumentacji, w tym zarządzanie wersjami dokumentów.

4. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego monitoruje skuteczność systemu kontroli, między innymi 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 wykonawczego (UE) 2018/2067.

Każdorazowo, gdy stwierdza się nieskuteczność systemu kontroli lub jego niewspółmierność do zidentyfikowanego czynnika 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 60

Zapewnianie jakości

1. Do celów art. 59 ust. 3 lit. a) prowadzący instalację zapewnia regularną kalibrację, regulację i kontrolę wszystkich odpowiednich urządzeń pomiarowych, również przed ich użyciem, oraz ich sprawdzenie pod kątem zgodności z normami pomiarowymi odpowiadającymi międzynarodowym normom pomiarowym, o ile są dostępne, zgodnie z wymogami niniejszego rozporządzenia i proporcjonalnie do zidentyfikowanego ryzyka.

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

W przypadku stwierdzenia, że urządzenie nie jest zgodne z wymaganymi parametrami działania, prowadzący instalację 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 granicznych wielkości emisji jako niezbędnych parametrów podstawy kalibracji i kontroli działania, zamiast takich granicznych wielkości 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 działania naprawcze.

Artykuł 61

Zapewnianie jakości technologii informacyjnych

Do celów art. 59 ust. 3 lit. b) prowadzący instalację lub operator statku powietrznego zapewnia, aby system informacyjny był zaprojektowany, udokumentowany, testowany, wdrożony, kontrolowany i utrzymywany w sposób zapewniający rzetelne, dokładne i prowadzone w odpowiednim czasie przetwarzanie danych, odpowiednio do zidentyfikowanego czynnika ryzyka, zgodnie z art. 59 ust. 2 lit. a).

Kontrola systemu informatycznego obejmuje kontrolę dostępu, kontrolę sporządzania kopii zapasowych, odzyskiwanie danych, planowanie ciągłości działania oraz zabezpieczenia.

Artykuł 62

Podział obowiązków

Do celów art. 59 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 operator taki 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 63

Wewnętrzne przeglądy i walidacja danych

1. Do celów art. 59 ust. 3 lit. d) i na podstawie ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej zidentyfikowanego w ramach oceny ryzyka, o której mowa w art. 59 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. 58.

Taki przegląd i taka 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 kilka lat;
- 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 odnoszającymi się do odpowiednich strumieni materiałów wsadowych;
 - (ii) porównanie współczynników obliczeniowych wyznaczonych w drodze analizy, obliczonych lub otrzymanych od dostawcy paliwa lub materiału, z krajowymi lub międzynarodowymi referencyjnymi współczynnikami 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 surowymi danymi.

2. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego w miarę możliwości zapewnia, 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 64

Korekty i działania naprawcze

1. W przypadku stwierdzenia, że jakikolwiek element działań w zakresie przepływu danych, o których mowa w art. 58, lub działań kontrolnych, o których mowa w art. 59, 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. 58, lub działań kontrolnych, o których mowa w art. 59;
- b) ustalenie przyczyny odnośnej nieprawidłowości w funkcjonowaniu lub błędów;
- 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.

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. 59.

Artykuł 65

Procesy zlecane na zewnątrz

W przypadku zlecenia na zewnątrz jednego działania lub większej liczby działań w zakresie przepływu danych, o których mowa w art. 58, lub działań kontrolnych, o których mowa w art. 59, 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 zleczanych na zewnątrz i metod stosowanych w takich procesach;
- c) sprawdza jakość wyników i metod, o których mowa w lit. b) niniejszego artykułu;
- d) zapewnia, aby działania zlecane 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. 59.

Artykuł 66

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 lotu 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 takich lotów na podstawie zużycia paliwa, wyznaczonego za pomocą narzędzia, o którym mowa w art. 55 ust. 2.

Jeśli liczba lotów, w odniesieniu do których występują luki w danych, o których mowa w dwóch pierwszych akapitach, przekracza 5 % zgłaszanych rocznych lotów, operator statku powietrznego bez zbędnej zwłoki powiadamia o tym właściwy organ i podejmuje działania naprawcze w celu udoskonalenia metodyki monitorowania.

Artykuł 67

Zapisy i dokumentacja

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

Udokumentowane i zarchiwizowane dane z monitorowania umożliwiają weryfikację rocznego raportu na temat wielkości emisji lub raportów dotyczących tonokilometrów zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2067. 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 wykonawczym (UE) 2018/2067.

ROZDZIAŁ VI

WYMOGI DOTYCZĄCE RAPORTOWANIA

Artykuł 68

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 wykonawczym (UE) 2018/2067.

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 uprawnień do emisji 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, operator ten przedkłada właściwemu organowi raport dotyczący tonokilometrów odnoszący się do monitorowanego roku i zweryfikowany zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2067.

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

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.

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.

Na zasadzie odstępstwa od akapitów drugiego i trzeciego oraz nie naruszając przepisów akapitu pierwszego, właściwy organ może zatwierdzić, wraz z planem monitorowania lub raportem dotyczącym udoskonaleń, przedłużenie terminu mającego zastosowanie zgodnie z akapitem drugim, jeżeli prowadzący instalację dostarczy w sposób wymagany przez właściwy organ dowody na przedłożenie planu monitorowania zgodnie z art. 12 lub – po powiadomieniu o aktualizacjach – zgodnie z art. 15, lub – po przedłożeniu raportu dotyczącego udoskonaleń – zgodnie z niniejszym artykułem, że powody, dla których koszty uznaje się za nieracjonalne, lub środki na rzecz poprawy za technicznie niewykonalne, będą występować przez dłuższy okres. Przedłużenie to uwzględni liczbę lat, za które prowadzący instalację dostarcza dowody. Całkowity okres między raportami dotyczącymi udoskonaleń nie przekracza trzech lat w przypadku instalacji kategorii C, czterech lat w przypadku instalacji kategorii B lub pięciu lat w przypadku instalacji kategorii A.

2. Jeśli prowadzący instalację nie stosuje co najmniej poziomów dokładności wymaganych na mocy art. 26 ust. 1 akapit pierwszy w odniesieniu do głównych i pomniejszych strumieni materiałów wsadowych oraz na mocy art. 41 w odniesieniu do źródeł emisji, przedstawia on uzasadnienie, w którym wykazuje, że stosowanie wymaganych poziomów dokładności nie byłoby technicznie wykonalne lub prowadziłyby do nieracjonalnych kosztów.

W przypadku stwierdzenia jednak, że zastosowanie środków niezbędnych do osiągnięcia takich poziomów dokładności stało się technicznie wykonalne i nie prowadzi już do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację powiadamia właściwy organ o odpowiednich zmianach planu monitorowania zgodnie z art. 15 oraz przedkłada propozycje dotyczące wdrożenia odnośnych środków i harmonogram ich 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 głównego lub pomniejszego strumienia materiałów wsadowych lub większej liczby takich strumieni nie jest technicznie wykonalne bądź prowadziłyby do nieracjonalnych kosztów.

W przypadku stwierdzenia jednak, że zastosowanie środków niezbędnych do osiągnięcia co najmniej poziomu dokładności 1 dla takich źródeł materiałów wsadowych stało się technicznie wykonalne i nie prowadzi już do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację powiadamia właściwy organ o odpowiednich zmianach planu monitorowania zgodnie z art. 15 oraz przedkłada propozycje dotyczące wdrożenia odnośnych środków i harmonogram ich wdrożenia.

4. Jeśli w sprawozdaniu z weryfikacji sporządzonym zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2067 przedstawiono przypadki nieuregulowanej niezgodności z wymogami lub zalecenia dotyczące udoskonaleń, zgodnie z art. 27, 29 i 30 wspomnianego rozporządzenia wykonawczego, 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.

Właściwy organ może określić alternatywny termin składania raportu, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie późniejszy jednak niż dzień 30 września tego samego roku. W stosownych przypadkach taki raport można połączyć z raportem, o którym mowa w ust. 1 niniejszego artykułu.

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.

5. Ustęp 4 niniejszego artykułu nie ma zastosowania w przypadku, gdy prowadzący instalację lub operator statku powietrznego skorygował już wszystkie niezgodności i wdrożył zalecenia dotyczące udoskonaleń oraz przedłożył związane z nimi zmiany planu monitorowania do zatwierdzenia przez właściwy organ zgodnie z art. 15 niniejszego rozporządzenia przed terminem ustalonym zgodnie z ust. 4.

Artykuł 70

Wyznaczenie 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. 68 ust. 1;
 - (b) zweryfikowany roczny raport na temat wielkości emisji, o którym mowa w art. 68 ust. 1, nie jest zgodny z niniejszym rozporządzeniem;
 - (c) przedłożony przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego roczny raport na temat wielkości emisji nie został zweryfikowany zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2067.
2. Jeśli w sprawozdaniu z weryfikacji sporządzonym zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2067 weryfikator wskazuje na istnienie istotnych 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 rocznym raporcie na temat wielkości emisji. Prowadzący instalację lub operator statku powietrznego udostępnia taką informację weryfikatorowi.
3. Państwa członkowskie ustanawiają 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 publicznie przez taki organ z zastrzeżeniem przepisów krajowych przyjętych na mocy dyrektywy 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ⁽¹⁾. W odniesieniu do stosowania wyjątku określonego w art. 4 ust. 2 lit. d) dyrektywy 2003/4/WE prowadzący instalacje lub operatorzy statków powietrznych mogą wskazywać w przedstawianych przez siebie raportach, które informacje uważają za szczególnie chronione informacje handlowe.

Artykuł 72

Zaokrąglanie danych

1. Całkowite roczne emisje zgłasza się w zaokrągleniu do pełnej tony CO₂ 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. 57, a także zgłaszania danych dotyczących tonokilometrów.

Artykuł 73

Zapewnienie spójności z innymi sprawozdaniami

Każde działanie wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, prowadzone 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 ⁽²⁾;

⁽¹⁾ Dyrektywa 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 stycznia 2003 r. w sprawie publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska i uchylająca dyrektywę Rady 90/313/EWG (Dz.U. L 41 z 14.2.2003, s. 26).

⁽²⁾ Rozporządzenie (WE) nr 166/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń i zmieniające dyrektywę Rady 91/689/EWG i 96/61/WE (Dz.U. L 33 z 4.2.2006, s. 1).

- c) rodzaj działalności wymieniony w załączniku I do rozporządzenia (WE) nr 166/2006;
- d) kod NACE zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 1893/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady ⁽¹⁾.

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 raportów dotyczących udoskonaleń.

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

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

- a) specyfikacje formatu plików opartych na języku XML, takich jak język na potrzeby raportowania w ramach systemu EU ETS opublikowany przez Komisję do wykorzystania w połączeniu z zaawansowanymi systemami zautomatyzowanymi;
- 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 zautomatyzowanych**

1. Jeśli państwo członkowskie zdecyduje się na wykorzystanie systemów zautomatyzowanych do elektronicznej wymiany danych w oparciu o specyfikacje formatu plików 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) integralność 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 dla strony, 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 cyfrowego podpisywania lub niezależny audyt zabezpieczeń systemu.

2. Wszelkie systemy zautomatyzowane w oparciu o specyfikacje formatu plików zgodnie z art. 74 ust. 2 lit. a) i wykorzystywane przez państwa członkowskie do celów komunikacji między właściwym organem, prowadzącym instalację i operatorem statku powietrznego, a także weryfikatorem a krajową jednostką akredytującą, w rozumieniu rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2067, 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:
 - (i) ograniczenia fizycznego dostępu do sprzętu komputerowego, na którym działają systemy zautomatyzowane, poprzez zastosowanie fizycznych barier;
 - (ii) ograniczenia dostępu logicznego do systemów zautomatyzowanych poprzez zastosowanie technologii identyfikacji, uwierzytelniania i autoryzacji;

⁽¹⁾ Rozporządzenie (WE) nr 1893/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 20 grudnia 2006 r. w sprawie statystycznej klasyfikacji działalności gospodarczej NACE Rev. 2 i zmieniające rozporządzenie Rady (EWG) nr 3037/90 oraz niektóre rozporządzenia WE w sprawie określonych dziedzin statystycznych (Dz.U. L 393 z 30.12.2006, s. 1).

- 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

Zmiany w rozporządzeniu (UE) nr 601/2012

W rozporządzeniu (UE) nr 601/2012 wprowadza się następujące zmiany:

- 1) art. 12 ust. 1 akapit trzeci lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) w przypadku instalacji – dowody dotyczące każdego głównego i pomniejszego strumienia materiałów wsadowych wykazujące zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących działalności i współczynników obliczeniowych, w stosownych przypadkach, dla stosowanych poziomów dokładności określonych w załącznikach II i IV oraz dowody dotyczące każdego źródła emisji wykazujące zgodność z progami niepewności, w stosownych przypadkach, dla stosowanych poziomów dokładności określonych w załączniku VIII;”;

- 2) art. 15 ust. 4 lit. a) otrzymuje brzmienie:

„a) w odniesieniu do planu monitorowania emisji:

- (i) zmianę wartości współczynników emisji określonych w planie monitorowania;
- (ii) zmianę metod obliczeniowych określonych w załączniku III lub przejście od stosowania metody obliczeniowej do metody szacowania zgodnie z art. 55 ust. 2 lub odwrotnie;
- (iii) wprowadzenie nowych strumieni materiałów wsadowych;
- (iv) zmiany w statusie operatora statku powietrznego jako małego podmiotu uczestniczącego w systemie w rozumieniu art. 55 ust. 1 lub w odniesieniu do jednego z progów przewidzianych w art. 28a ust. 6 dyrektywy 2003/87/WE;”;

- 3) art. 49 otrzymuje brzmienie:

„Artykuł 49

Przenoszony CO₂

1. Prowadzący instalację odejmuje od wielkości emisji z instalacji każdą ilość CO₂ pochodzącego z węgla pierwiastkowego kopalnego używanego w rodzajach działań objętych załącznikiem I do dyrektywy 2003/87/WE, która to ilość nie została wyemitowana z instalacji, lecz:

- a) została przeniesiona poza tę instalację do dowolnego z poniższych obiektów:

- (i) instalacji wychwytywającej w celu transportu i długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- (ii) sieci transportowej w celu długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- (iii) składowiska dopuszczonego na mocy dyrektywy 2009/31/WE w celu długoterminowego geologicznego składowania;

- b) została przeniesiona poza tę instalację i jest wykorzystywana do produkcji wytrąconego węgla wapnia, w którym użyty CO₂ jest chemicznie związany.

2. Prowadzący instalację przesyłającą podaje w rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji kod identyfikacyjny instalacji odbiorczej uznany zgodnie z aktami przyjętymi na mocy art. 19 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE, jeżeli instalacja odbiorcza jest objęta tą dyrektywą. We wszystkich innych przypadkach prowadzący instalację przesyłającą podaje nazwisko, adres i dane osoby wyznaczonej do kontaktów w danej instalacji odbiorczej.

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

3. W celu wyznaczenia ilości CO₂ 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 CO₂.

Do celów ust. 1 lit. b) prowadzący instalację stosuje metodę opartą na obliczeniach.

4. W celu wyznaczenia ilości CO₂ przenoszonego z jednej instalacji do drugiej prowadzący instalację stosuje najwyższy poziom dokładności określony w załączniku VIII sekcja 1.

Prowadzący instalację może jednak zastosować następny z kolei niższy poziom dokładności o ile stwierdzi, że zastosowanie najwyższego poziomu dokładności zdefiniowanego w załączniku VIII sekcja 1 nie jest wykonalne technicznie lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.

W celu wyznaczenia ilości CO₂ chemicznie związanego w wyrażonym węglanie wapnia prowadzący instalację wykorzystuje źródła danych wykazujące najwyższą możliwą dokładność.

5. Prowadzący instalacje mogą wyznaczać ilości przenoszonego z instalacji CO₂ zarówno w instalacji przesyłającej, jak i odbiorczej. W takich przypadkach stosuje się art. 48 ust. 3.”;

4) w art. 52 wprowadza się następujące zmiany:

a) uchyla się ust. 5;

b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„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. Operator statków powietrznych stosuje gęstość paliwa (która może być rzeczywistą lub standardową wartością wynoszącą 0,8 kg na litr) wykorzystywaną ze względów operacyjnych i względów bezpieczeństwa.

Procedura informowania o wykorzystaniu gęstości rzeczywistej lub standardowej zostaje opisana w planie monitorowania wraz z odniesieniem do odpowiedniej dokumentacji operatora statku powietrznego.”;

c) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Do celów obliczeń, o których mowa w ust. 1, operator statku powietrznego stosuje domyślne współczynniki emisji podane w tabeli 2 w załączniku III. W przypadku paliw nieuwzględnionych we wspomnianej tabeli operator statku powietrznego wyznacza współczynnik emisji zgodnie z art. 32. Wartość opalową takich paliw wyznacza się i zgłasza jako pozycję dodatkową.”;

5) art. 54 ust. 2 akapit pierwszy otrzymuje brzmienie:

„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, a także unikać niedoszacowania wielkości emisji.”;

6) w art. 55 wprowadza się następujące zmiany:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przy wyborze metodyki monitorowania zgodnie z art. 52 ust. 2 operator statku powietrznego uwzględnia źródła niepewności i związane z nimi poziomy niepewności.”;

b) uchyla się ust. 2, 3 i 4;

7) art. 59 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

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

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

W przypadku stwierdzenia, że urządzenie nie jest zgodne z wymaganymi parametrami działania, prowadzący instalację bezzwłocznie podejmuje niezbędne działania naprawcze.”;

8) w art. 65 ust. 2 dodaje się akapit trzeci w brzmieniu:

„Jeśli liczba lotów, w odniesieniu do których występują luki w danych, o których mowa w dwóch pierwszych akapitach, przekracza 5 % zgłaszanych rocznych lotów, operator statku powietrznego bez zbędnej zwłoki powiadamia o tym właściwy organ i podejmuje działania naprawcze w celu udoskonalenia metodyki monitorowania.”;

- 9) w załączniku I sekcja 2 wprowadza się następujące zmiany:
- a) pkt 2 lit. b) ppkt (ii) otrzymuje brzmienie:
„(ii) procedury pomiaru ilości uzupełnianego paliwa oraz ilości paliwa w zbiornikach, stosownie do okoliczności, opis używanych przyrządów pomiarowych i procedur rejestrowania, odzyskiwania, przesyłania i przechowywania informacji dotyczących pomiarów;”;
 - b) pkt 2 lit. b) ppkt (iii) otrzymuje brzmienie:
„(iii) w stosownych przypadkach metodę wyznaczania gęstości;”;
 - c) pkt 2 lit. b) ppkt (iv) otrzymuje brzmienie:
„(iv) uzasadnienie wybranej metodyki monitorowania w celu zapewnienia najniższego poziomu niepewności, zgodnie z art. 55 ust. 1.;”;
 - d) skreśla się pkt 2 lit. d);
 - e) pkt 2 lit. f) otrzymuje brzmienie:
„f) opis procedur i systemów służących identyfikacji i ocenie luk w danych oraz postępowaniu z nimi zgodnie z art. 65 ust. 2.”;
- 10) w załączniku III uchyla się sekcję 2;
- 11) w załączniku IV wprowadza się następujące zmiany:
- a) w sekcji 10 podsekcja B skreśla się akapit czwarty;
 - b) w sekcji 14 podsekcja B skreśla się akapit trzeci;
- 12) w załączniku IX wprowadza się następujące zmiany:
- a) sekcja 1 pkt 2 otrzymuje brzmienie:
„dokumenty uzasadniające wybór metodyki monitorowania oraz dokumenty uzasadniające wprowadzenie okresowych lub stałych zmian w metodyce monitorowania i, w stosownych przypadkach, w poziomach dokładności zatwierdzonych przez właściwy organ;”;
 - b) sekcja 3 pkt 5 otrzymuje brzmienie:
„5) dokumentacja dotycząca metodyki w zakresie luk w danych, w stosownych przypadkach, liczba lotów, w przypadku których wystąpiły luki w danych, dane wykorzystywane do usunięcia luk w danych, tam gdzie one wystąpiły, oraz, w przypadku gdy liczba lotów, w odniesieniu do których występują luki w danych, przekracza 5 % zgłoszonych lotów, przyczyny luk w danych, a także dokumentacja podjętych działań naprawczych.”;
- 13) w załączniku X sekcja 2 wprowadza się następujące zmiany:
- a) pkt 7 otrzymuje brzmienie:
„7) całkowitą liczbę lotów objętych raportem, przypadającą na pary państw;”;
 - b) po pkt 7) dodaje się punkt w brzmieniu:
„7a) masę paliwa (w tonach) na rodzaj paliwa, przypadającą na pary państw;”;
 - c) pkt 10 lit. a) otrzymuje brzmienie:
„a) liczbę lotów wyrażoną jako odsetek lotów rocznych, w odniesieniu do których wystąpiły luki w danych; oraz okoliczności i powody wystąpienia luk w danych;”;
 - d) pkt 11 lit. a) otrzymuje brzmienie:
„a) liczbę lotów wyrażoną jako odsetek lotów rocznych (zaokrągloną do 0,1 %), w odniesieniu do których wystąpiły luki w danych; oraz okoliczności i powody wystąpienia luk w danych;”;

Artykuł 77

Uchylenie rozporządzenia (UE) nr 601/2012

1. Rozporządzenie (UE) nr 601/2012 traci moc ze skutkiem od dnia 1 stycznia 2021 r.

Odesłania do uchylonego rozporządzenia odczytuje się jako odesłania do niniejszego rozporządzenia zgodnie z tabelą korelacji w załączniku XI.

2. Przepisy rozporządzenia (UE) nr 601/2012 mają w dalszym ciągu zastosowanie do monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji mających miejsce przed dniem 1 stycznia 2021 r. oraz, w stosownych przypadkach, do danych dotyczących działalności prowadzonej przed tym terminem.

*Artykuł 78***Wejście w życie i stosowanie**

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

Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia 1 stycznia 2021 r.

Art. 76 stosuje się jednak od dnia 1 stycznia 2019 r. lub od daty wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, w zależności od tego, która z tych dat jest późniejsza.

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

Sporządzono w Brukseli dnia 19 grudnia 2018 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący

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) ocenę 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) ocenę potencjalnych środków doskonalących stosowaną metodykę monitorowania;
 - d) opis pisemnych procedur odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych na mocy art. 58, w tym, w stosownych przypadkach, schemat wyjaśniający;
 - e) opis pisemnych procedur odnoszących się do działań kontrolnych wprowadzonych na mocy art. 59;
 - f) w stosownych przypadkach informacje dotyczące odnośnych powiązań z działaniami podejmowanymi w ramach systemu ek zarządzenia i audytu we Wspólnocie (EMAS) ustanowionego na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1221/2009 ⁽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 oraz data, od której ta wersja planu monitorowania ma zastosowanie;
 - h) kategoria instalacji;
- 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 stosowanych w odniesieniu do każdego ze strumieni materiałów wsadowych, które mają być monitorowane;

⁽¹⁾ Dz.U. L 342 z 22.12.2009, s. 1.

- 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 stosowanej 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;
- 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 z następującymi elementami:
- i) wszelkimi wzorami obliczeniowymi stosowanymi do agregacji danych oraz do wyznaczania rocznej wielkości emisji z każdego źródła emisji;
- ii) metodą 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 fazy 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) w stosownych przypadkach opis metody wyznaczania ilości CO₂ pochodzącego z biomasy i odejmowania go od zmierzonej wielkości emisji CO₂, a także pisemnych procedur stosowanych w tym celu;
- h) w stosownych przypadkach oraz jeśli prowadzący instalację zamierza zastosować uproszczenie w odniesieniu do pomniejszych źródeł emisji, kategoryzacja źródeł emisji na główne i pomniejsze;
- 5) oprócz elementów wyszczególnionych w pkt 4 szczegółowy opis metodyki monitorowania, jeśli monitoruje się emisje N₂O, w stosownych przypadkach w postaci opisu stosowanych pisemnych procedur, w tym opis następujących elementów:
- a) metody i parametrów stosowanych do wyznaczania ilości materiałów użytych w procesie produkcji oraz określenie maksymalnej ilości materiałów używanych przy pełnej zdolności produkcyjnej;
- b) metody i parametrów stosowanych do wyznaczania ilości produktu wytwarzanego na godzinę, wyrażonego, odpowiednio, jako kwas azotowy (100 %), kwas adypinowy (100 %), kaprolaktam, glioksal i kwas glioksalowy na godzinę;
- c) metody i parametrów stosowanych do wyznaczania stężenia N₂O w spalinach z każdego źródła emisji, jej zakresu pomiarowego, niepewności oraz szczegółowe informacje dotyczące wszelkich metod alternatywnych stosowanych w przypadku wystąpienia stężenia przekraczającego zakres pomiarowy, jak również opis sytuacji, kiedy może to mieć miejsce;
- d) metody obliczeniowej stosowanej do wyznaczania wielkości emisji N₂O z okresowych nieobniżonych źródeł w produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, kaprolaktamu, glioksalu i kwasu glioksalowego;

- e) sposobu stosowania zmiennych nakładów w instalacji oraz zakresu, w jakim są one stosowane, a także sposobu zarządzania operacyjnego;
 - f) metody i wszelkich wzorów obliczeniowych stosowanych 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 perfluorowęglodorów z produkcji pierwotnego aluminium, jeśli właściwe w postaci opisu stosowanych pisemnych procedur, w tym następujące elementy:
- a) w stosownych przypadkach daty pomiarów służących wyznaczeniu współczynników emisji właściwych dla instalacji w odniesieniu do SEF_{CF_4} lub OVC, a także $F_{C_2F_6}$ oraz harmonogram przyszłych powtórzeń takich pomiarów;
 - b) w stosownych przypadkach protokół opisujący procedurę stosowaną do wyznaczania 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 wydajności zbierania 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 strumienia materiałów wsadowych zgodnie z art. 48, przenoszenia CO_2 zgodnie z art. 49 bądź przenoszenia N_2O zgodnie z art. 50, 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 lub N_2O między instalacjami przesyłającymi CO_2 lub N_2O lub metoda wyznaczania zgodnie z art. 48, 49 lub 50;
 - 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 załącznikiem IV sekcja 23.

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 strumień materiałów wsadowych (typy paliwa) powiązane z każdym typem statku powietrznego;

- c) opis procedur, systemów i obowiązków służących aktualizowaniu wykazu źródeł emisji w trakcie monitorowanego roku 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 liczenia emisji;
 - 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. 58, w tym, w stosownych przypadkach, schemat wyjaśniający;
 - h) opis pisemnych procedur odnoszących się do działań kontrolnych wprowadzonych zgodnie z art. 59;
 - 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;
 - j) numer wersji planu monitorowania oraz data, od której ta wersja planu monitorowania ma zastosowanie;
 - k) potwierdzenie, czy operator statku powietrznego zamierza skorzystać z uproszczenia zgodnie z art. 28a ust. 6 dyrektywy 2003/87/WE.
2. Plan monitorowania zawiera następujące informacje w przypadku operatorów statków powietrznych niebędących małymi podmiotami uczestniczącymi w systemie zgodnie z art. 55 ust. 1 lub niezamierzających skorzystać z narzędzia dla takich podmiotów zgodnie z art. 55 ust. 2:
- a) opis pisemnej procedury stosowanej w celu zdefiniowania metodyki monitorowania w odniesieniu do dodatkowych typów statków powietrznych, których zamierza użyć 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 odniesieniu do wszystkich rodzajów statków powietrznych nie stosuje się tej samej metody, należy przedstawić uzasadnienie takiego podejścia oraz wykaz zawierający informacje na temat każdej z metod i warunków ich stosowania;
 - ii) procedur pomiaru uzupełnianego paliwa i paliwa w zbiornikach, opis wykorzystywanych przyrządów pomiarowych oraz procedur rejestrowania, odzyskiwania, przekazywania i przechowywania informacji dotyczących pomiarów, odpowiednio do przypadku;
 - (iii) w stosownych przypadkach wybraną metodę wyznaczania gęstości;
 - (iv) uzasadnienie wybranej metodyki monitorowania w celu zapewnienia najniższego poziomu niepewności, zgodnie z art. 56 ust. 1.
 - 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) 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;
 - e) opis procedur i systemów służących identyfikacji i ocenie luk w danych oraz postępowania z nimi zgodnie z art. 66 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 sekcji 2 pkt 1 niniejszego załącznika;

- 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 przyrządów pomiarowych używanych do pomiaru masy pasażerów, ładunku i poczty.
-

ZAŁĄCZNIK II

**Definicje poziomów dokładności dla metod opartych 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.

Jeżeli działanie wymienione w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE nie jest podane w tabeli 1, a także nie stosuje się metody bilansu masowego, w odniesieniu do takiego działania prowadzący instalację stosuje poziomy dokładności podane 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 działania/Typ strumienia materiałów wsadowych	Parametr, którego dotyczy niepewność	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 3	Poziom 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 gazu w pochodni	Ilość gazu spalanego w pochodni [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 %			
Oczyszczanie: mocznik	Ilość zużytego mocznika	± 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 koksu					
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Prażenie i spiekanie rud metali					
Węglanowy wsad i pozostałości po procesie technologicznym	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 %

Rodzaj działania/Typ strumienia materiałów wsadowych	Parametr, którego dotyczy niepewność	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 3	Poziom 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					
Na podstawie wsadu 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)	CKD lub pył z filtrów obejściowych [t]	nie dotyczy (**)	± 7,5 %		
Węgiel niewęglanowy	Każdy surowiec [t]	± 15 %	± 7,5 %		
Produkcja wapna, kalcynacja dolomitu i magnezytu					
Węglany i inne wsady do procesu (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]	nie dotyczy (**)	± 7,5 %		
Produkcja szkła i wełny mineralnej					
Węglany i inne wsady do procesu (wsad)	Każdy surowiec węglanowy lub dodatki związane z emisjami CO ₂ [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Produkcja wyrobów ceramicznych					
Wsady węgla (metoda A)	Każdy surowiec węglanowy lub dodatki związane 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 ₂ CO ₃ [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Produkcja sadzy					
Metodyka bilansu masowego	Każdy materiał wsadowy i wyjściowy [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

Rodzaj działania/Typ strumienia materiałów wsadowych	Parametr, którego dotyczy niepewność	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 3	Poziom 4
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 %
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 nacylenia)	produkcja pierwotnego aluminium w [t], czas trwania efektu anodowego [liczba efektów anodowych/wannodoba] i [czas trwania efektu anodowego/wystąpienie]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Emisje PFC (metoda nadnapięciowa)	produkcja pierwotnego aluminium w [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] CKD lub pyłu z filtrów obejściowych (w stosownych przypadkach) opuszczająca układ pieca w okresie sprawozdawczym, oszacowana zgodnie z wytycznymi dotyczącymi najlepszych praktyk branżowych.					

2. DEFINICJE POZIOMÓW DOKŁADNOŚCI DLA WSPÓŁCZYNNIKÓW OBLICZENIOWYCH W ODNIESIENIU DO EMISJI POCHODZĄCYCH ZE SPALANIA

Prowadzący instalacje monitorują emisje CO₂ z wszystkich typów procesów spalania odbywających się w ramach 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 jako wsad do procesu stosuje się paliwa lub materiały palne powodujące emisje CO₂, zastosowanie ma sekcja 5 niniejszego załącznika. 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 niniejszego załącznika.

W stosownych przypadkach w odniesieniu do emisji pochodzących z procesów technologicznych z powiązanego oczyszczania spalin należy stosować definicje poziomu dokładności zgodnie z sekcjami 4 i 5 niniejszego załącznika.

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.

Poziom 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

- a) standardowe współczynniki wymienione w załączniku VI sekcja 1;
- b) inne stałe wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. e), jeśli w załączniku VI sekcja 1 nie podano właściwej wartości.

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

Poziom 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 3: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

- a) określenie współczynnika emisji zgodnie z odpowiednimi przepisami art. 32–35;
- b) korelację empiryczną określoną dla poziomu 2b, jeżeli prowadzący instalację wykaże w sposób wymagany przez właściwy organ, że niepewność korelacji empirycznej nie przekracza 1/3 wartości niepewności, której musi on przestrzegać przy określaniu danych dotyczących działalności w odniesieniu do danego paliwa lub materiału.

2.2. Poziomy dokładności dotyczące wartości opałowej (NCV)

Poziom 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

- a) standardowe współczynniki wymienione w załączniku VI sekcja 1;
- b) inne stałe wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. e), jeśli w załączniku VI sekcja 1 nie podano właściwej wartości.

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

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

2.3. Poziomy dokładności dotyczące współczynników utleniania

Poziom 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik utleniania wynoszący 1.

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

Poziom 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 1: Prowadzący instalację stosuje właściwą wartość opublikowaną przez właściwy organ lub Komisję lub wartości zgodnie z art. 31 ust. 1.

Poziom 2: Prowadzący instalację stosuje metodę szacowania zatwierdzoną zgodnie z art. 39 ust. 2 akapit drugi.

Poziom 3: Prowadzący instalację stosuje analizy zgodnie z art. 39 ust. 2 akapit pierwszy i zgodnie z art. 32–35.

Jeżeli prowadzący instalację zakłada udział frakcji kopalnej w wysokości 100 % zgodnie z art. 39 ust. 1, frakcji biomasy nie przypisuje się żadnego poziomu.

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 wymienionych 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 $t\ CO_2/t$: $C = EF / f$

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 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

a) zawartość węgla pierwiastkowego określoną na podstawie standardowych współczynników wymienionych w załączniku VI sekcje 1 i 2;

b) inne stałe wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. e), jeśli w załączniku VI sekcje 1 i 2 nie podano właściwej wartości.

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

Poziom 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 często występujących np. w rafineriach lub w przemyśle stalowym;

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 3: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

a) określenie zawartości węgla pierwiastkowego zgodnie z odpowiednimi przepisami art. 32–35;

b) korelację empiryczną określoną dla poziomu 2b, jeżeli prowadzący instalację wykaże w sposób wymagany przez właściwy organ, że niepewność korelacji empirycznej nie przekracza 1/3 wartości niepewności, której musi on przestrzegać przy określaniu danych dotyczących działalności w odniesieniu do danego paliwa lub materiału.

3.2. Poziomy dokładności dotyczące wartości opałowych

Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2.2 niniejszego załącznika.

3.3. Poziomy dokładności dotyczące frakcji biomasy

Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2.4 niniejszego załącznika.

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 i współczynnika konwersji:

- 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 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

- a) standardowe współczynniki wymienione w załączniku VI sekcja 2 tabela 2;
- b) inne stałe wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. e), jeśli w załączniku VI nie podano właściwej wartości.

Poziom 2: Prowadzący instalację stosuje właściwy dla danego państwa współczynnik emisji zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) lub c) albo wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. d).

Poziom 3: Prowadzący instalację określa współczynnik emisji zgodnie z art. 32–35. Do konwersji danych dotyczących składu na współczynniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne wymienione w załączniku VI sekcja 2.

4.2. Poziomy dokładności dla współczynnika konwersji z zastosowaniem metody A

Poziom 1: Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.

Poziom 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 wsadu lub ich większej liczby, 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 1: Prowadzący instalację stosuje jedną z następujących wartości:

- a) standardowe współczynniki wymienione w załączniku VI sekcja 2 tabela 3;
- b) inne stałe wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. e), jeśli w załączniku VI nie podano właściwej wartości.

Poziom 2: Prowadzący instalację stosuje właściwy dla danego państwa współczynnik emisji zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) lub c) albo wartości zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. d).

Poziom 3: Prowadzący instalację określa współczynnik emisji zgodnie z 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. W tym celu prowadzący instalację uwzględnia co najmniej CaO i MgO oraz przedstawia właściwemu organowi dowody na to, które jeszcze tlenki metali odnoszą się do węglanów w surowcach.

4.4. Poziomy dokładności dla współczynnika konwersji z zastosowaniem metody B

Poziom 1: Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.

Poziom 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 w tlenki. Dodatkowe określenie odnośnych parametrów chemicznych wsadów do procesu przeprowadza się zgodnie z art. 32–35.

5. DEFINICJA POZIOMÓW DOKŁADNOŚCI DLA WSPÓŁCZYNNIKÓW OBLICZENIOWYCH DOTYCZĄCYCH EMISJI CO₂ Z PROCESÓW TECHNOLOGICZNYCH, POCHODZĄCYCH Z MATERIAŁÓW INNYCH NIŻ WĘGLANY

Wsady do procesu przyczyniające się do powstania emisji CO₂, w tym mocznik, koks, grafit i inne materiały zawierające węgiel niewęglany, są monitorowane z zastosowaniem podejścia opartego na wsadzie, zgodnie z niniejszą sekcją, chyba że zostały one uwzględnione w bilansie masowym.

5.1. Poziomy dokładności dotyczące współczynników emisji

Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2.1 niniejszego załącznika.

5.2. Poziomy dokładności dotyczące wartości opałowej (NCV)

Jeżeli wsad do procesu zawiera węgiel pierwiastkowy podlegający utlenieniu w procesie spalania, prowadzący instalację zgłasza wartość opałową. Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2.2 niniejszego załącznika.

5.3. Poziomy dokładności dotyczące współczynników konwersji/utleniania

Jeżeli wsad do procesu zawiera węgiel pierwiastkowy podlegający utlenieniu w procesie spalania, prowadzący instalację stosuje współczynnik utleniania. W tym celu stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2.3 niniejszego załącznika.

We wszystkich innych przypadkach prowadzący instalację stosuje współczynnik konwersji. W tym celu stosuje się następujące definicje poziomów dokładności:

Poziom 1: Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.

Poziom 2: Węgiel pierwiastkowy opuszczający proces uwzględnia się z zastosowaniem współczynnika konwersji o wartości mieszczącej się pomiędzy 0 a 1. Prowadzący instalację może założyć pełną konwersję jednego wsadu lub ich większej liczby, 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.

5.4. Poziomy dokładności dotyczące frakcji biomasy

Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w sekcji 2.4 niniejszego załącznika.

ZAŁĄCZNIK III

Metodyka monitorowania działań lotniczych (art. 53 i 57)

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 statku powietrznego 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. WSPÓŁCZYNNIKI EMISJI DLA PALIW ZNORMALIZOWANYCH

Tabela 1

Współczynniki emisji CO₂ dla paliwa lotniczego

Paliwo	Współczynnik emisji (t CO ₂ /t paliwa)
Benzyna lotnicza (AvGas)	3,10
Paliwo typu benzynowego do silników odrzutowych (Jet B)	3,10
Paliwo typu nafty do silników odrzutowych (Jet A1 lub Jet A)	3,15

3. 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.

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 CO₂ z wszystkich typów procesów spalania odbywających się w ramach wszystkich rodzajów działań wymienionych 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 pochodzące ze 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. Emisji związanych z produkcją ciepła lub energii elektrycznej importowanej z innych instalacji prowadzący instalację nie przypisuje do instalacji importującej.

Prowadzący instalację uwzględni co najmniej następujące źródła emisji: kotły, palniki, turbiny, ogrzewacze, paleniska, piece do spoielania, piece do kalcynacji, piece do prażenia, osuszacze, silniki, ogniwa paliwowe, urządzenia do spalania z wykorzystaniem pętli chemicznej, pochodnie gazowe, urządzenia do wychwytywania termalnego lub katalitycznego po spalaniu, 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 uwzględni się w bilansie masowym zgodnie z art. 25. Stosuje się poziomy dokładności zdefiniowane w załączniku II sekcja 2. 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 w pochodniach 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**C.1. Odsiarczanie**

Wielkość emisji CO₂ 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 na podstawie ilości wyprodukowanego gipsu, metodą B przedstawioną poniżej. Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 4 stosuje się następujące zasady:

Metoda A: Współczynnik emisji

Poziom 1: Współczynnik emisji określa się na podstawie współczynników stechiometrycznych określonych w załączniku VI sekcja 2. Ilość CaCO₃ i MgCO₃ lub innych węglanów w odnośnym materiale wsadowym określa się, stosując wytyczne dotyczące najlepszych praktyk branżowych.

Metoda B: Współczynnik emisji

Poziom 1: Współczynnik emisji jest równy stosunkowi stechiometrycznemu suchego gipsu (CaSO₄ × 2H₂O) do wyemitowanego CO₂; 0,2558 t CO₂/t gipsu.

Współczynnik konwersji:

Poziom 1: Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.

C.2. De-NO_x

Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 5 emisje CO₂ pochodzące z procesów, powstałe w wyniku zastosowania mocznika do oczyszczenia strumienia gazów spalinowych oblicza się zgodnie z art. 24 ust. 2, stosując następujące poziomy dokładności.

Współczynnik emisji:

Poziom 1: Ilość mocznika w odnośnym materiale wsadowym określa się, stosując wytyczne dotyczące najlepszych praktyk branżowych. Współczynnik emisji określa się przy użyciu współczynnika stechiometrycznego wynoszącego 0,7328 t CO₂/t mocznika.

Współczynnik konwersji:

Stosuje się wyłącznie poziom dokładności 1.

D. Pochodnie gazowe

Obliczając wielkość emisji powstających w wyniku spalania gazów w pochodniach, prowadzący instalację uwzględnia spalanie rutynowe i operacyjne (w ramach rozruchu, wygaszania i wyłączeń samoczynnych oraz upusty awaryjne). Ponadto prowadzący instalację uwzględnia CO₂ związany w paliwie zgodnie z art. 48.

Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 2.1 poziomy dokładności 1 i 2b w odniesieniu do współczynnika emisji definiuje się w następujący sposób:

Poziom 1: Prowadzący instalację stosuje referencyjny współczynnik emisji wynoszący 0,00393 t CO₂/Nm³, określony na podstawie spalania czystego etanu wykorzystanego jako zachowawcza wartość przybliżona dla gazów spalanych w pochodniach.

Poziom 2b: Współczynniki emisji właściwe dla instalacji określa się na podstawie szacowanego ciężaru cząsteczkowego strumienia gazu spalanego w pochodni, 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 w pochodni.

Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 2.3 w przypadku spalania gazów w pochodniach 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 CO₂ z procesów spalania i produkcyjnych występujących w rafineriach.

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: kotły, urządzenia grzewcze i przetwarzające stosowane w procesach technologicznych, silniki spalinowe spalania wewnętrzno-go/turbiny, utleniacze katalityczne i ciepłone, piece do kalcynacji koksu, pompy strażackie, awaryjne i rezerwowe generatory energii, pochodnie gazowe, piece do spopielania, piece pirolityczne, urządzenia do produkcji wodoru, instalacje Clausa, regenerację katalityczną (w tym kraking katalityczny i inne procesy katalityczne) i retorty do koksowania (flexi-coking i opóźnione koksowanie).

B. Szczególne zasady monitorowania

W odniesieniu do emisji pochodzących 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.

Emisje pochodzące z odpowiednich urządzeń do produkcji wodoru monitoruje się zgodnie z sekcją 19 niniejszego załącznika.

Na zasadzie 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 CO₂, stosując zależność w odniesieniu do masy: $t \text{ CO}_2 = t \text{ CO} * 1,571$. Analiza powietrza wlotowego i spalin oraz dobór poziomów dokładności odbywają się zgodnie z przepisami art. 32–35. Konkretna metodyka obliczeń podlega zatwierdzeniu przez właściwy organ.

3. PRODUKCJA KOKSU WYMIENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględni co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: surowce (w tym węgiel lub koks naftowy), paliwa konwencjonalne (w tym gaz ziemny), gazy z procesów technologicznych (w tym gaz wielkopiecowy – BFG), inne paliwa oraz oczyszczanie gazów odlotowych.

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 załącznikiem II sekcja 3 lub na stosowanie metodyki standardowej zgodnie z art. 24 oraz załącznikiem II sekcje 2 i 4.

4. PRAŻENIE I SPIEKANIE RUD METALI WYMIENIONE W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględni co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: surowce (kalcynacja wapienia, dolomitu i węglanowych rud żelaza, w tym FeCO₃), 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 granulowania rud metali prowadzący instalację może zdecydować się na stosowanie bilansu masowego zgodnie z art. 25 oraz załącznikiem II sekcja 3 lub na stosowanie metodyki standardowej zgodnie z art. 24 oraz załącznikiem II sekcja 2, 4 i 5.

5. PRODUKCJA SURÓWKI I STALI WYMIENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględni co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: surowce (kalcynacja wapienia, dolomitu i węglanowych rud żelaza, w tym FeCO₃), 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 załącznikiem II sekcja 3 lub na stosowanie metodyki standardowej zgodnie z art. 24 oraz załącznikiem II sekcje 2 i 4 co najmniej w odniesieniu do części strumieni materiałów wsadowych, unikając ewentualnych luk lub podwójnego liczenia emisji.

Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 3.1 poziom dokładności 3 w odniesieniu do zawartości węgla pierwiastkowego definiuje się w następujący sposób:

Poziom 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. 32–35 niniejszego rozporządzenia lub na podstawie średnich 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 CO₂ z produkcji surówki, stali oraz pierwotnego aluminium.

Prowadzący instalację bierze pod uwagę co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: 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 załącznikiem II sekcja 3. W innych przypadkach prowadzący instalację oblicza emisje z procesów spalania i z procesów technologicznych osobno, stosując metodykę standardową zgodnie z art. 24 oraz załącznikiem II sekcje 2 i 4.

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 i sekcją 1 niniejszego załącznika w odniesieniu do części strumieni materiałów wsadowych, unikając ewentualnych luk w danych lub podwójnego liczenia emisji.

7. EMISJE CO₂ Z PRODUKCJI LUB OBRÓBKĄ PIERWOTNEGO ALUMINIUM WYMNIENIONE W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację stosuje przepisy niniejszej sekcji do monitorowania i raportowania w zakresie emisji CO₂ z produkcji elektrod służących do wytopu pierwotnego aluminium, w tym z samodzielnych jednostek produkujących takie elektrody oraz ze zużycia elektrod podczas elektrolizy.

Prowadzący instalację bierze pod uwagę co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: paliwa do produkcji ciepła lub pary, produkcja elektrod, redukcja Al₂O₃ 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. Szczególne zasady monitorowania

Prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji CO₂ 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 OBRÓBKĄ PIERWOTNEGO ALUMINIUM WYMNIENIONYCH 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 CO₂, w tym emisji pochodzących z produkcji elektrod, prowadzący instalację stosuje sekcję 7 niniejszego załącznika. Prowadzący instalację oblicza ponadto emisje PFC niewynikające z efektów anodowych w oparciu o metody szacowania zgodnie z najlepszymi praktykami branżowymi, a także wszelkimi wytycznymi opublikowanymi w tym celu przez Komisję.

B. Wyznaczanie wielkości emisji PFC

Wielkość emisji PFC oblicza się, uwzględniając emisje mierzone w kanale lub kominie („emisje ze źródeł punktowych”) i emisje nieorganizowane wyznaczone z zastosowaniem wydajności zbierania kanału:

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

Wydajność zbierania 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:

- metodę A, przewidującą rejestrację czasu trwania efektu anodowego na wanno-dobę;
- metodę B, przewidującą rejestrację nadnapięcia efektu anodowego.

Metoda obliczeniowa A – metoda nachylenia

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

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

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

gdzie:

AEM = czas trwania efektu anodowego na wanno-dobę;

SEF_{CF_4} = 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];

$F_{C_2F_6}$ = 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: Wskaźnik emisji dla CF_4 (nachylenie wskaźnika emisji SEF_{CF_4}) 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 $F_{C_2F_6}$) wyraża ilość emitowanego C_2F_6 [t] proporcjonalnie do ilości emitowanego CF_4 [t].

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

Poziom 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 wytycznych IPCC z 2006 r. (1). Wskaźnik emisji uwzględnia również emisje związane z efektami nieanodowymi. Operator określa każdy współczynnik emisji z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą $\pm 15\%$.

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.

(1) International Aluminium Institute; The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol (Protokół w sprawie emisji gazów cieplarnianych w sektorze aluminium); październik 2006; US Environmental Protection Agency and International Aluminium Institute; Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF_4) and Hexafluoroethane (C_2F_6) Emissions from Primary Aluminum Production (Protokół z pomiaru emisji tetrafluorometanu (CF_4) i heksafluoroetanu (C_2F_6) z pierwotnej produkcji aluminium); kwiecień 2008 r.

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 ₂ F ₆ (F _{C₂F₆}) [t C ₂ F 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 prowadzenia pomiaru nadnapięcia efektu anodowego prowadzący instalację stosuje do wyznaczenia wielkości emisji PFC następujące równania:

$$\text{emisje CF}_4 \text{ [t]} = \text{OVC} \times (\text{AEO}/\text{CE}) \times \text{Pr}_{\text{Al}} \times 0,001$$

$$\text{emisje C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} = \text{emisje CF}_4 \times F_{\text{CF}_2\text{F}_6}$$

gdzie:

OVC = współczynnik nadnapięcia („współczynnik emisji”) wyrażony w kg CF₄ 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];

F_{CF₂F₆} = wagowy udział frakcji C₂F₆ (t C₂F₆ / t CF₄);

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

Współczynnik emisji: Współczynnik emisji dla CF₄ („współczynnik nadnapięcia” OVC) wyraża ilość emitowanego CF₄ [kg] na tonę produkowanego aluminium na miliwolt nadnapięcia [mV]. Współczynnik emisji C₂F₆ (wagowy udział frakcji F_{C₂F₆}) wyraża ilość emitowanego C₂F₆ [t] proporcjonalnie do ilości emitowanego CF₄ [t].

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

Poziom 2: Prowadzący instalację stosuje właściwe dla danej instalacji współczynniki emisji dla CF₄ [(kg CF₄ / t Al) / (mV)] oraz C₂F₆ [t C₂F₆/ t CF₄] 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 dopuszczalną 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 2

Właściwe dla danej technologii wskaźniki emisji dla działalności, wobec której stosowana jest metoda nadnapięciowa

Technologia	Współczynnik emisji dla CF ₄ [(kg CF ₄ /t Al) / mV]	Współczynnik emisji dla C ₂ F ₆ [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Elektrolizer Prebake (CWPB)	1,16	0,121
Elektrolizer Søderberg (VSS)	n.d.	0,053

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

Prowadzący instalację oblicza wielkość emisji CO_{2(e)} na podstawie emisji CF₄ i C₂F₆ w przedstawiony poniżej sposób, stosując współczynniki ocieplenia globalnego podane w załączniku VI sekcja 3 tabela 6:

$$\text{emisje PFC [t CO}_{2(e)}] = \text{emisje CF}_4 \text{ [t]} * \text{GWP}_{\text{CF}_4} + \text{emisje C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} * \text{GWP}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

9. PRODUKCJA KLINKIERU CEMENTOWEGO WYMENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględni co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: 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 załącznikiem II sekcja 4 na podstawie zawartości węglanów we wsadzie do procesu (metoda obliczeniowa A) lub ilości produkowanego klinkieru (metoda obliczeniowa B). W przypadku metody A węglany, które należy uwzględnić, obejmują co najmniej CaCO₃, MgCO₃ i FeCO₃. W przypadku metody B prowadzący instalację uwzględni co najmniej CaO i MgO oraz przedstawia właściwemu organowi dowody na temat zakresu, w jakim należy uwzględnić jeszcze inne źródła węgla.

Emisje CO₂ 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: na podstawie wsadu do pieca

Jeśli pył z pieca do wypalania cementu (CKD) i pył obejściowy opuszczają układ pieca, prowadzący instalację nie uwzględni 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 pominięcia 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 branżowych.

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

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

Prowadzący instalację określa stosunek klinkier/cement 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 obejsciowym i pyłem z pieca do wypalania cementu.

Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 4 poziom dokładności 1 w odniesieniu do współczynnika emisji definiuje się w następujący sposób:

Poziom 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik emisji wynoszący 0,525 t CO₂/t klinkieru.

C. Emisje związane ze zrzucanymi pyłami

Prowadzący instalację dodaje emisje CO₂ z pyłu obejsciowego 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. Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 4 poziomy dokładności 1 i 2 w odniesieniu do współczynnika emisji definiuje się w następujący sposób:

Poziom 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik emisji wynoszący 0,525 t CO₂/t pyłu.

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

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{cli}}{1 + EF_{cli}} \cdot d \right) / \left(1 - \frac{EF_{cli}}{1 + EF_{cli}} \cdot d \right)$$

gdzie:

EF_{CKD} = współczynnik emisji z pyłu z pieca do wypalania cementu uległego częściowej kalcynacji [t CO₂/t CKD];

EF_{cli} = właściwy dla danej instalacji współczynnik emisji dotyczący klinkieru [CO₂/t klinkieru],

d = stopień kalcynacji CKD (uwolniony CO₂ jako % całkowitej ilości CO₂ z węglanów w mieszaninie surowców).

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

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

Poziom 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 1: Stosuje się współczynnik konwersji wynoszący 1.

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

10. PRODUKCJA WAPNA BĄDŹ KALCYNACJA DOLOMITU LUB MAGNEZYTU WYMENIONE W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: 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 CO₂ pochodzącego z wapienia używa się w procesach oczyszczania, przy czym w przybliżeniu ta sama ilość CO₂ 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 załącznikiem II sekcja 4 i sekcja 5. Zawsze należy uwzględniać węglany wapnia i magnezu. Pozostałe węglany i węgiel organiczny zawarty w surowcach uwzględnia się, jeśli są one istotne dla obliczenia emisji.

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.

Należy unikać podwójnego liczenia lub pominięcia 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.

11. PRODUKCJA SZKŁA, WŁÓKNA SZKLANEGO LUB WEŁNY MINERALNEJ WYMENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację stosuje przepisy zawarte w niniejszej sekcji również w odniesieniu do instalacji produkujących szkło wodne i wełnę skalną.

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: rozkład węglanów alkalicznych i metali ziem alkalicznych uwolnionych w czasie topienia surowców, 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 pochodzące z procesów spalania, w tym oczyszczania spalin, monitoruje się zgodnie z sekcją 1 niniejszego załącznika. Emisje z procesów technologicznych pochodzące z surowców monitoruje się zgodnie z załącznikiem II sekcja 4. Należy uwzględnić co najmniej następujące węglany: CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, NaHCO₃, BaCO₃, Li₂CO₃, K₂CO₃ i SrCO₃. Stosuje się tylko metodę A. Emisje z innych wsadów do procesu, w tym koksu, grafitu i pyłu węglowego, monitoruje się zgodnie z załącznikiem II sekcja 5.

Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 4 w odniesieniu do współczynnika emisji stosuje się następujące definicje poziomów dokładności:

Poziom 1: Stosuje się współczynniki stechiometryczne wymienione w załączniku VI sekcja 2. Czystość odnośnych materiałów wsadowych określa się przez zastosowanie najlepszych praktyk branżowych.

Poziom 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.

12. PRODUKCJA WYROBÓW CERAMICZNYCH WYMENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: 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 załącznikiem II sekcje 4 i 5. 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, jeśli są one istotne dla obliczenia emisji.

Dane dotyczące działalności w odniesieniu do materiałów wsadowych dla metody A mogą być określone poprzez odpowiednie obliczenia dla lat poprzedzających oparte na najlepszych praktykach branżowych i zatwierdzone przez właściwy organ. Takie obliczenia dla lat poprzedzających uwzględniają pomiar dostępny dla suszonych produktów ekologicznych lub produktów wypalanych, a także odpowiednie źródła danych dotyczące wilgotności gliny i dodatków oraz ubytku na skutek odprężania (ubytku w momencie zapłonu) materiałów, których to dotyczy.

Na zasadzie odstępstwa od załącznika II sekcja 4 w odniesieniu do współczynników emisji dotyczących emisji z procesów technologicznych pochodzące z surowców zawierających węglany stosuje się następujące definicje poziomów dokładności:

Metoda A (na podstawie wsadu):

Poziom 1: Do obliczania współczynnika emisji stosuje się zamiast wyników analiz zachowawczą wartość 0,2 ton CaCO₃ (odpowiadającą 0,08794 ton CO₂) na tonę suchej gliny. Cały węgiel nieorganiczny i organiczny zawarty w glinie uznaje się za zawarty w tej wartości. Uznaje się, że dodatki nie są zawarte w tej wartości.

Poziom 2: Współczynnik emisji dla każdego strumienia materiałów wsadowych określa się i aktualizuje przynajmniej raz w roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk branżowych, w sposób odzwierciedlający konkretne warunki lokalne oraz asortyment produktów instalacji.

Poziom 3: Skład odnośnych surowców określa się zgodnie z art. 32–35. Do konwersji danych dotyczących składu na współczynniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne wymienione w załączniku VI sekcja 2.

Metoda B (na podstawie produkcji):

Poziom 1: Do określania współczynnika emisji stosuje się zamiast wyników analiz zachowawczą wartość 0,123 ton CaO (odpowiadającą 0,09642 ton CO₂) na tonę produktu. Cały węgiel nieorganiczny i organiczny zawarty w glinie uznaje się za zawarty w tej wartości. Uznaje się, że dodatki nie są zawarte w tej wartości.

Poziom 2: Współczynnik emisji określa się i aktualizuje przynajmniej raz w roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk branżowych, w sposób odzwierciedlający konkretne warunki lokalne oraz asortyment produktów instalacji.

Poziom 3: Skład produktów określa się zgodnie z 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 w stosownych przypadkach, że wszystkie odnośne tenki metali powstały z odnośnych węglanów.

Na zasadzie odstępstwa od sekcji 1 niniejszego załącznika w przypadku oczyszczania spalin w odniesieniu do współczynnika emisji stosuje się następujący poziom dokładności:

Poziom 1: Prowadzący instalację stosuje współczynnik stechiometryczny CaCO₃ podany w załączniku VI sekcja 2.

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 WYMENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej emisje CO₂ 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 WYMENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację uwzględnia co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: kotły, turbiny gazowe i inne urządzenia wykorzystujące procesy spalania i wytwarzające parę lub energię, kotły odzysknicowe i inne urządzenia, w których spala się ługi powarzelne, piece do spoielania, piece do wypalania wapna i piece do kalcynacji, oczyszczanie gazów odlotowych i suszarki zasilane paliwem (takie jak suszarki na podcierwień).

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 węgla sodowego, monitoruje się metodą A zgodnie z załącznikiem II sekcja 4. Emisje CO₂ z odzysku osadu wapiennego w produkcji pulpy drzewnej traktuje się jako emisje CO₂ pochodzenia biomasowego. Zakłada się, że tylko ilość CO₂ proporcjonalna do uzupełnianej ilości dodatkowych związków chemicznych powoduje emisje kopalnego CO₂.

W odniesieniu do dodatkowych związków chemicznych stosuje się następujące definicje poziomów dokładności dla współczynnika emisji:

Poziom 1: Stosuje się współczynniki stechiometryczne wymienione w załączniku VI sekcja 2. Czystość odnośnych materiałów wsadowych określa się przez zastosowanie najlepszych praktyk branżowych. Uzyskane wartości dostosowuje się odpowiednio do wilgotności i zawartości skały płonnej w stosowanych materiałach węglanowych.

Poziom 2: Ilości odnośnych węglanów w każdym z odnośnych materiałów wsadowych określa się zgodnie z przepisami art. 32–35. Do konwersji danych dotyczących składu na współczynniki emisji stosuje się współczynniki stechiometryczne wymienione w załączniku VI sekcja 2.

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 CO₂ 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 załącznikiem II sekcja 3.

16. WYZNACZANIE WIELKOŚCI EMISJI PODTLENKU AZOTU (N₂O) Z PRODUKCJI KWASU AZOTOWEGO, KWASU ADYPINOWEGO, KAPROLAKTAMU, GLIOKSALU I KWASU GLIOKSALOWEGO WYMIENIONEJ W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

W odniesieniu do każdego rodzaju działań prowadzącego do emisji N₂O każdy prowadzący instalację uwzględnia wszystkie źródła emitujące N₂O z procesów produkcyjnych, w tym przypadki, w których emisje N₂O z produkcji są kierowane poprzez urządzenia do obniżania emisji. Dotyczy to każdego z następujących procesów:

- produkcji kwasu azotowego – emisji N₂O z utleniania katalitycznego amoniaku i/lub z urządzeń do obniżania emisji NO_x/N₂O;
- produkcji kwasu adypinowego – emisji N₂O, w tym emisji z reakcji utlenienia, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje;
- produkcji glioksalu i kwasu glioksalowego – emisji N₂O, w tym emisji z reakcji procesowych, wentylacji wszelkich bezpośrednich procesów i/lub sprzętu kontrolującego emisje;
- produkcji kaprolaktamu – emisji N₂O, 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 N₂O ze spalania paliw.

B. Wyznaczanie wielkości emisji N₂O

B.1. Roczne wielkości emisji N₂O

Prowadzący instalację monitoruje emisje N₂O z produkcji kwasu azotowego, stosując ciągły pomiar emisji. Prowadzący instalację monitoruje emisje N₂O 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 wzór 1 określony w załączniku VIII sekcja 3.

B.2. Godzinowe wielkości emisji N₂O

Prowadzący instalację oblicza średnią roczną wielkość godzinową emisji N₂O dla każdego źródła, dla którego stosuje się ciągłe pomiary emisji, stosując równanie 2 określone w załączniku VIII sekcja 3.

Prowadzący instalację wyznacza godzinowe stężenia N₂O w przepływie spalin z każdego źródła emisji, stosując metodykę opartą na pomiarach w reprezentatywnym punkcie umieszczonym za urządzeniami do obniżania emisji NO_x/N₂O, jeżeli są stosowane. Prowadzący instalację stosuje techniki umożliwiające pomiar stężeń N₂O wszystkich źródeł emisji zarówno w warunkach obniżonych, jak i nieobniżonych emisji. Jeżeli w takich okresach wzrasta niepewność, prowadzący instalację uwzględni 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 N₂O 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:

$$V_{\text{przepływ spalin}} [\text{Nm}^3/\text{h}] = V_{\text{powietrze}} * (1 - O_{2,\text{powietrze}}) / (1 - O_{2,\text{spaliny}})$$

gdzie:

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

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

$O_{2,\text{spaliny}}$ = frakcja objętościowa O₂ 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 Nm³/h w warunkach standardowych;

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

$V_{\text{oddz.}}$ = oddzielający wpływ powietrza w Nm³/h w warunkach standardowych.

Prowadzący instalację wyznacza wartość $V_{\text{pierw.}}$ za pomocą ciągłego pomiaru przepływu przed wymieszeniem 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. Za wartość $V_{\text{oddz.}}$ prowadzący instalację uznaje przepływ oczyszczonego powietrza w procesie produkcji kwasu azotowego.

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 branżowe.

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 uwzględni to przy określaniu właściwych metod monitorowania i przy obliczaniu niepewności dotyczącej emisji N₂O.

Prowadzący instalację dostosowuje wszystkie pomiary do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza je w spójny sposób.

B.4. Stężenia tlenu (O₂)

Prowadzący instalację mierzy stężenia tlenu w spalinach, jeżeli jest to konieczne do 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 N₂O, prowadzący instalację uwzględnia niepewność pomiarów stężenia O₂.

Prowadzący instalację dostosowuje w razie potrzeby wszystkie pomiary do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza je w spójny sposób.

B.5. Obliczanie wielkości emisji N₂O

W przypadku określonych okresów nieobniżonych emisji N₂O 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 N₂O nie jest technicznie wykonalne, prowadzący instalację, z zastrzeżeniem zatwierdzenia odpowiedniej metodyki przez właściwy organ, oblicza emisje N₂O, 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 N₂O 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.7. Częstotliwość pobierania próbek

Prawidłowe średnie wartości godzinowe lub średnie dla krótszych okresów referencyjnych oblicza się zgodnie z art. 44 dla:

- a) stężenia N₂O 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 CO₂ – CO_{2(e)}

Prowadzący instalację dokonuje konwersji całkowitej rocznej wielkości emisji N₂O 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 współczynnika ocieplenia globalnego (GWP) podane w załączniku VI sekcja 3:

$$\text{CO}_{2(e)} [\text{t}] = \text{N}_2\text{O}_{\text{roczne}} [\text{t}] * \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}}$$

gdzie:

N₂O_{roczne} = całkowita roczna wielkość emisji N₂O obliczona zgodnie ze wzorem 1 podanym w załączniku VIII sekcja 3.

Całkowitą roczną wielkość CO_{2(e)} ze wszystkich źródeł emisji oraz wszelkie bezpośrednie emisje CO₂ z innych źródeł emisji objętych zezwoleniem na emisję gazów cieplarnianych dodaje się do całkowitej rocznej wielkości emisji CO₂ z instalacji oraz wykorzystuje do celów raportowania i umarzania uprawnień.

Całkowitą roczną wielkość emisji N₂O zgłasza się w tonach do trzech miejsc po przecinku oraz jako CO_{2(e)} w tonach po zaokrągleniu.

17. PRODUKCJA AMONIAKU WYMIIENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE

A. Zakres

Prowadzący instalację bierze pod uwagę co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: 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 CO₂ 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 CO₂ uznaje się za wyemitowaną przez instalację produkującą CO₂.

18. PRODUKCJA CHEMIKALIÓW ORGANICZNYCH LUZEM WYMIENIONA W ZAŁĄCZNIKU I DO DYREKTYWY 2003/87/WE**A. Zakres**

Prowadzący instalację uwzględni co najmniej następujące źródła emisji CO₂: krakowanie (katalityczne i niekatalityczne), reformowanie, częściowe lub pełne utlenianie, podobne procesy powodujące emisję CO₂ z węgla pierwiastkowego zawartego w węglowodorowym materiale wsadowym, spalanie gazów odlotowych i spalanie w pochodniach 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 objęłyby również metodyka bilansu masowego.

Do celów wyznaczenia zawartości węgla pierwiastkowego zgodnie z poziomem dokładności 1 stosuje się referencyjne współczynniki emisji wyszczególnione w załączniku VI tabela 5. W przypadku substancji niewymienionych w załączniku VI tabela 5 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 bierze pod uwagę co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: 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.

Jeśli wodór i gaz do syntezy produkuje się w tej samej instalacji, prowadzący instalację oblicza wielkość emisji CO₂, 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 CO₂ pochodzą z następujących źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych w instalacjach do produkcji węgla 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

Prowadzący instalację stosuje bilans masowy zgodnie z art. 25 do celów monitorowania emisji z produkcji węgla sodowego oraz wodorowęglanu sodu. 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 CO₂ z produkcji węgla sodowego używa się w produkcji wodorowęglanu sodu, ilość CO₂ używanego w produkcji wodorowęglanu sodu z węgla sodowego uważa się za wyemitowaną przez instalację produkującą CO₂.

21. WYZNACZANIE WIELKOŚCI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH POCHODZĄCYCH Z WYCHWYTYWANIA CO₂ DO CELÓW TRANSPORTU I GEOLOGICZNEGO SKŁADOWANIA NA SKŁADOWISKU DOPUSZCZONYM NA MOCY DYREKTYWY 2009/31/WE

A. Zakres

Wychwytywanie CO₂ jest prowadzone za pomocą odpowiednich instalacji odbierających CO₂ przenoszony z jednej lub większej liczby innych instalacji lub za pomocą tej samej instalacji, w której prowadzone są działania powodujące emisje CO₂ wychwytywanego na podstawie tego samego zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych. W zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych oraz w powiązonym planie monitorowania uwzględnia się wszystkie części instalacji związane z wychwytywaniem CO₂, pośrednim składowaniem, przenoszeniem do sieci transportowej CO₂ lub miejsca geologicznego składowania CO₂. 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, który prowadzi wychwytywanie CO₂, uwzględni co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂:

- a) CO₂ przenoszony do instalacji wychwytywającej;
- 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 CO₂

B.1. Ilościowe określanie na poziomie instalacji

Każdy prowadzący instalację oblicza wielkość emisji z uwzględnieniem potencjalnych emisji CO₂ ze wszystkich związanych z emisjami procesów w instalacji, a także ilości CO₂ wychwyconego i przeniesionego do sieci transportowej, według następującego wzoru:

$$E_{\text{instalacja wychwytywająca}} = T_{\text{wkład}} + E_{\text{bez wychwytywania}} - T_{\text{składowanie}}$$

gdzie:

$E_{\text{instalacja wychwytywająca}}$ = całkowita wielkość emisji gazów cieplarnianych z instalacji wychwytywającej;

$T_{\text{wkład}}$ = ilość CO₂ przeniesionego do instalacji wychwytywającej, określana zgodnie z art. 40–46 i art. 49;

$E_{\text{bez wychwytywania}}$ = wielkość emisji z instalacji przy założeniu, że nie wychwytywano CO₂, tj. suma emisji ze wszystkich innych rodzajów działań w instalacji, monitorowanych zgodnie z właściwymi sekcjami załącznika IV;

$T_{\text{składowanie}}$ = ilość CO₂ przeniesionego do sieci transportowej lub składowiska, określona zgodnie z art. 40–46 i art. 49.

Jeżeli wychwytywanie CO₂ jest przeprowadzane przez tę samą instalację, z której pochodzi wychwytywany CO₂, prowadzący instalację stosuje wartość $T_{wkład}$ równą zeru.

W przypadku niezależnych instalacji wychwytyjących prowadzący instalację traktuje wartość $E_{bez\ wychwytywania}$ jako odpowiadającą ilości emisji z innych źródeł niż CO₂ przenoszony do instalacji wychwytyjącej. Prowadzący instalację wyznacza wielkość takich emisji zgodnie z niniejszym rozporządzeniem.

W przypadku niezależnych instalacji wychwytyjących prowadzący instalację przesyłającą CO₂ do instalacji wychwytyjącej odejmuje wartość $T_{wkład}$ od ilości emisji ze swojej instalacji zgodnie z art. 49.

B.2. Wyznaczanie ilości przenieszonego CO₂

Każdy prowadzący instalację wyznacza ilość CO₂ przenieszonego z i do instalacji wychwytyjącej 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 wyznaczenia wartości $T_{wkład}$ zamiast metodyki opartej na pomiarach zgodnie z art. 40–46 i art. 49 tylko w przypadku, gdy prowadzący instalację przesyłającą CO₂ do instalacji wychwytyjącej wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że CO₂ przesyłany do instalacji wychwytyjącej jest przesyłany w całości i przy co najmniej równoważnej dokładności.

22. WYZNACZANIE WIELKOŚCI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH Z TRANSPORTU CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂. 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 prowadzący instalację bierze pod uwagę co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂: spalanie i inne procesy w instalacjach funkcjonalnie podłączonych do sieci transportowej, np. w stacjach wspomagających; emisje nieorganizowane z sieci transportowej; uwolnione emisje z sieci transportowej; emisje w związku z wyciekami z sieci transportowej.

B. Metodyka ilościowego określania CO₂

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 przy niższym poziomie niepewności w odniesieniu do całości emisji, z zastosowaniem 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 CO₂ otrzymanego z innych instalacji objętych zezwoleniem zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE do obliczonego poziomu emisji i nie odejmuje od obliczonego poziomu emisji żadnego CO₂ przenieszonego do innej instalacji objętej zezwoleniem zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE.

Każdy operator sieci transportowej stosuje metodę A do zatwierdzania wyników metody B co najmniej raz do roku. Do celów tego zatwierdzenia operator może stosować niższe poziomy dokładności przy stosowaniu metody A.

B.1. Metoda A

Każdy operator wyznacza wielkość emisji według następującego wzoru:

$$\text{Emisje [t CO}_2\text{]} = E_{\text{własna działalność}} + \sum_i T_{\text{IN},i} - \sum_i T_{\text{OUT},i}$$

gdzie:

Emisje = całkowita wielkość emisji CO₂ z sieci transportowej [t CO₂],

$E_{\text{własna działalność}}$ = emisje z własnej działalności sieci transportowej, tj. nie emisje pochodzące z transportu CO₂, lecz m.in. z paliwa używanego w stacjach wspomagających, monitorowane zgodnie z właściwymi sekcjami załącznika IV;

$T_{\text{IN},i}$ = ilość CO₂ przeniesionego do sieci transportowej w punkcie początkowym *i*, określona zgodnie z art. 40–46 i art. 49;

$T_{\text{OUT},i}$ = ilość CO₂ przeniesionego z sieci transportowej w punkcie końcowym *i*, określona zgodnie z 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 CO₂ wychwyconego i przeniesionego do instalacji transportującej, według następującego wzoru:

$$\text{Emisje [t CO}_2\text{]} = \text{CO}_2_{\text{niezorg.}} + \text{CO}_2_{\text{uwolniony}} + \text{CO}_2_{\text{wycieki}} + \text{CO}_2_{\text{instalacje}}$$

gdzie:

Emisje = całkowita wielkość emisji CO₂ z sieci transportowej [t CO₂],

CO_{2 niezorg.} = ilość emisji niezorganizowanych [t CO₂] pochodzących z CO₂ transportowanego w sieci transportowej, w tym z uszczelnień, zaworów, pośrednich tłoczni gazu i pośrednich miejsc składowania;

CO_{2 uwolniony} = ilość uwolnionych emisji [t CO₂] pochodzących z CO₂ transportowanego w sieci transportowej;

CO_{2 wycieki} = ilość CO₂ [t CO₂] transportowanego w sieci transportowej, emitowanego w wyniku usterki jednego elementu sieci transportowej lub kilku takich elementów;

CO_{2 instalacje} = ilość CO₂ [t CO₂] 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 uwzględni emisje niezorganizowane z każdego z następujących typów wyposażenia:

- a) uszczelnienia;
- b) urządzenia pomiarowe;
- c) zawory;
- d) pośrednie tłocznie gazu;
- e) pośrednie miejsca składowania.

Operator wyznacza średnie współczynniki emisji *EF* (wyrażone jako g CO₂/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 raz na pięć 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:

$$\text{Nieorganizowane Em [t CO}_2\text{]} = \left(\sum_{\text{Kategoria}} \text{EF [g CO}_2\text{/wystap.]} \cdot N_{\text{wystap.}} \right) / 10^6$$

Liczbą wystąpień ($N_{\text{wystap.}}$) 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 CO₂ pochodzącego z wycieku z zastosowaniem odpowiedniej metodyki udokumentowanej w planie monitorowania, na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk branżowych, w tym wykorzystując dane dotyczące różnic temperatur i ciśnienia w porównaniu ze średnimi wartościami temperatury i ciśnienia świadczącymi o integralności.

B.2.3. Emisje uwolnione

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 CO₂ na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk branżowych.

23. GEOLOGICZNE SKŁADOWANIE CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ lub jego uwolnienia do słupa wody prowadzący instalację bezzwłocznie wykonuje wszystkie spośród następujących czynności:

- powiadamia właściwy organ;
- uwzględnia wycieki jako źródła emisji w odniesieniu do odpowiedniej instalacji;
- 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.

Prowadzący geologiczne składowanie bierze pod uwagę co najmniej następujące potencjalne źródła emisji CO₂ ogółem: zużycie paliwa w powiązanych stacjach wspomagających i inne procesy spalania, w tym w miejscowych elektrowniach; uwalnianie podczas zatłaczania lub operacji intensyfikacji wydobywania węglowodorów; emisje niezorganizowane pochodzące z zatłaczania; przebicie CO₂ z operacji intensyfikacji wydobywania węglowodorów; i wycieki.

B. Ilościowe określanie CO₂

Prowadzący geologiczne składowanie nie dodaje do obliczonego poziomu emisji CO₂ otrzymanego z innej instalacji ani nie odejmuje od obliczonego poziomu emisji żadnego CO₂ geologicznie składowanego na składowisku lub przeniesionego do innej instalacji.

B.1. Emisje uwolnione i niezorganizowane pochodzące z zatłaczania

Prowadzący instalację wyznacza wielkość emisji uwalnianych i niezorganizowanych w następujący sposób:

$$\text{CO}_2 \text{ emitowany [t CO}_2\text{]} = V \text{ CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} + F \text{ CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]}$$

gdzie:

$V \text{ CO}_2$ = ilość uwolnionego CO₂;

$F \text{ CO}_2$ = ilość CO₂ z emisji niezorganizowanych.

Każdy prowadzący instalację określa wartość V_{CO_2} , stosując metodykę opartą na pomiarach zgodnie z art. 41–46 niniejszego rozporządzenia. Na zasadzie 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 branżowych.

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 załącznikiem VIII sekcja 1 stosuje się do całkowitej wartości, a nie do poszczególnych punktów emisji. Każdy prowadzący instalację przedstawia w planie monitorowania analizę dotyczącą potencjalnych źródeł emisji niezorganizowanych oraz odpowiednio udokumentowaną metodykę obliczania lub pomiaru ilości F_{CO_2} na podstawie wytycznych dotyczących najlepszych praktyk branżowych. Do wyznaczenia wartości F_{CO_2} prowadzący instalację może wykorzystać dane dotyczące instalacji zatłaczającej zgromadzone zgodnie z art. 32–35 i pkt 1.1 lit. e)–h) załącznika II 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:

- jednostki oddzielania oleju i gazu oraz zakłady recyklingu gazu, w których mogą wystąpić niezorganizowane emisje CO_2 ;
- urządzenie do spalania odpadów petrochemicznych, gdzie mogą wystąpić emisje w wyniku stosowania ciągłych systemów oczyszczania oraz obniżania ciśnienia w instalacji do wytwarzania węglowodorów;
- system przedmuchiwania CO_2 w celu unikania wysokich stężeń CO_2 prowadzących do wygaszenia pochodni.

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 urządzenia do spalania odpadów petrochemicznych zgodnie z niniejszym załącznikiem sekcja 1 podsekcja D, przy uwzględnieniu potencjalnego CO_2 związanego w gazie spalonym w pochodniach zgodnie z art. 48.

B.3. Wyciek z kompleksu składowania

Emisje i uwolnienie do słupa wody określa się ilościowo w następujący sposób:

$$CO_2 \text{ emitowany [t CO}_2\text{]} = \sum_{T_{\text{początek}}}^{T_{\text{koniec}}} L_{CO_2} [\text{t CO}_2/\text{d}]$$

gdzie:

L_{CO_2} = masa CO_2 emitowanego lub uwolnionego w każdym dniu kalendarzowym w wyniku wycieku zgodnie z następującymi zasadami:

- 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;
- każdy prowadzący instalację określa masę wycieku na godzinę zgodnie z zapisami zatwierdzonego planu monitorowania dotyczącego składowiska i wycieku;
- 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;

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

- ostatnia data, pod którą nie odnotowano emisji CO_2 ani uwolnienia do słupa wody z rozpatrywanego źródła;
- data rozpoczęcia zatłaczania CO_2 ;
- 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 podjęcia działań naprawczych zgodnie z art. 16 dyrektywy 2009/31/WE oraz od której emisje lub uwalnianie CO_2 do słupa wody przestały być wykrywalne.

Właściwy organ zatwierdza i dopuszcza zastosowanie innych metod ilościowego określania emisji lub uwalniania CO₂ do słupa wody w wyniku wycieku pod warunkiem wykazania przez prowadzącego instalację, w sposób przekonujący dla właściwego organu, że takie metody zapewniają większą dokładność niż metodyka przedstawiona w niniejszej podsekcji.

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 %, każdy prowadzący instalację dokonuje korekty według następującego wzoru:

$$\text{CO}_{2,\text{zgłoszony}} [\text{t CO}_2] = \text{CO}_{2,\text{określ.iloś.}} [\text{t CO}_2] * (1 + (\text{Niepewność}_{\text{System}} [\%]/100) - 0,075)$$

gdzie:

CO_{2, zgłoszony} = ilość CO₂ jaką należy uwzględnić w rocznym raporcie na temat wielkości emisji w odniesieniu do danego wycieku;

CO_{2, określ. iloś.} = ilość CO₂ 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.

ZAŁĄCZNIK V

Wymogi dotyczące minimalnych poziomów dokładności w odniesieniu do metodyki opartej na obliczeniach w przypadku instalacji kategorii A i współczynników 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)

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.
Pochodnie	1	n.d.	1	n.d.	1	n.d.
Oczyszczanie (węglany)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Oczyszczanie (gips)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Oczyszczanie (mocznik)	1	1	1	n.d.	1	n.d.
Rafinowanie olejów mineralnych						
Regeneracja urządzeń do krakowania katalitycznego	1	n.d.	n.d.	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.

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						
Na podstawie wsadu do pieca (metoda A)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja klinkieru (metoda B)	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.
Wsad niewęglanowy	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja wapna, kalcynacja dolomitu i magnezytu						
Węglany (metoda A)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Inne wsady do procesu	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Tlenki metali ziem alkalicznych (metoda B)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja szkła i wełny mineralnej						
Wsady węglanów	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.
Inne wsady do procesu	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Produkcja wyrobów ceramicznych						
Wsady węgla (metoda A)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Inne wsady do procesu	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Tlenki alkaliczne (metoda B)	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	1
Oczyszczanie	1	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.

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 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.
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 węglańu sodu i wodorowęglanu sodu						
Bilans masowy	1	n.d.	n.d.	2	n.d.	n.d.

(„n.d.” oznacza „nie dotyczy”)

(*) Poziomy dokładności dla współczynnika emisji odnoszą się do wstępnego współczynnika emisji, a zawartość węgla pierwiastkowego odnosi się do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego. W przypadku materiałów mieszanych frakcja biomasy musi być określana oddzielnie. Poziom 1 to minimalny poziom dokładności stosowany celem obliczenia frakcji biomasy w przypadku instalacji kategorii A oraz w przypadku znormalizowanych paliw handlowych dla wszystkich instalacji zgodnie z art. 26 ust. 1 lit. a).

ZAŁĄCZNIK VI

Wartości referencyjne dla współczynników obliczeniowych (art. 31 ust. 1 lit. a))

1. WSPÓŁCZYNNIKI EMISJI PALIW ODNIESIONE DO WARTOŚCI OPAŁOWEJ (NCV)

Tabela 1

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

Opis typu paliwa	Współczynnik emisji (t CO ₂ /tj)	Wartość opałowa (TJ/Gg)	Źródło
Ropa naftowa	73,3	42,3	IPCC 2006 GL
Orimulsion	77,0	27,5	IPCC 2006 GL
Kondensat gazu ziemnego	64,2	44,2	IPCC 2006 GL
Benzyna	69,3	44,3	IPCC 2006 GL
Nafta (inna niż paliwo typu nafty do silników odrzutowych)	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 płynny (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 lądowa i benzyna przemysłowa	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 koksowy	94,6	28,2	IPCC 2006 GL
Inne typy węgla bitumicznego	94,6	25,8	IPCC 2006 GL
Węgiel subbitumiczny	96,1	18,9	IPCC 2006 GL
Lignit	101,0	11,9	IPCC 2006 GL
Łupki bitumiczne i piaski bitumiczne	107,0	8,9	IPCC 2006 GL
Brykiety z węgla kamiennego	97,5	20,7	IPCC 2006 GL
Koks z koksowni i koks z węgla brunatnego	107,0	28,2	IPCC 2006 GL

Opis typu paliwa	Współczynnik emisji (t CO ₂ /tj)	Wartość opałowa (TJ/Gg)	Źródło
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 na bazie 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 gnilny	—	50,4	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Inne typy biogazu	—	50,4	IPCC 2006 GL (tylko NCV)
Zużyte opony	85,0 ⁽¹⁾	n.d.	WBCSD CSI
Tlenek węgla	155,2 ⁽²⁾	10,1	J. Falbe i M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Metan	54,9 ⁽³⁾	50,0	J. Falbe i M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

⁽¹⁾ Wartość ta jest wstępnym współczynnikiem emisji, tj. przed zastosowaniem, w stosownych przypadkach, frakcji biomasy.

⁽²⁾ Przy NCV wynoszącej 10,12 TJ/t.

⁽³⁾ Przy NCV wynoszącej 50,01 TJ/t.

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 ₂ CO ₃	0,415

Węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t węglanu]
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380
Wymogi ogólne	<p>Współczynnik emisji = $[M(\text{CO}_2)] / \{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})]\}$</p> <p>X = metal</p> <p>M(x) = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M(CO₂) = masa cząsteczkowa CO₂ w [g/mol]</p> <p>M(CO₃²⁻) = masa cząsteczkowa CO₃²⁻ w [g/mol]</p> <p>Y = liczba stechiometryczna X</p> <p>Z = liczba stechiometryczna CO₃²⁻</p>

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
Wymogi ogólne: X _Y O _Z	<p>Współczynnik emisji =</p> <p>$[M(\text{CO}_2)] / \{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{O})]\} = X$</p> <p>metal ziem alkalicznych lub alkaliczny = M(x)</p> <p>masa cząsteczkowa X w [g/mol] = M(CO₂)</p> <p>masa cząsteczkowa CO₂ w [g/mol] = M(O) = masa cząsteczkowa O w [g/mol]</p> <p>Y = liczba stechiometryczna X</p> <p>= 1 (dla metali ziem alkalicznych)</p> <p>= 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = liczba stechiometryczna O = 1</p>

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 (żelazo DRI)	0,0191	0,07
Elektrody węglowe z pieców łukowych (EAF)	0,8188	3,00

⁽¹⁾ Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, 2006 r.

Materiał wejściowy lub wyjściowy	Zawartość węgla (t C/t)	Współczynnik emisji (t CO ₂ /t)
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
Surówka	0,0409	0,15
Żelazo/złom żelazny	0,0409	0,15
Stal/złom stalowy	0,0109	0,04

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
Dichlorek etylenu	0,245	0,898
Glikol etylenowy	0,387	1,418
Tlenek etylenu	0,545	1,997
Cyjanowodór	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 IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, 2006 r.

3. WSPÓŁCZYNNIKI OCIEPLENIA GLOBALNEGO DLA GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Tabela 6

Współczynniki ocieplenia globalnego

Gaz	Współczynnik ocieplenia globalnego
N ₂ O	298 t CO _{2(e)} / t N ₂ O
CF ₄	7 390 t CO _{2(e)} / t CF ₄
C ₂ F ₆	12 200 t CO _{2(e)} / t C ₂ F ₆

ZAŁĄCZNIK VII

Minimalna częstotliwość analiz (art. 35)

Paliwo/materiał	Minimalna częstotliwość analiz
Gaz ziemny	Co najmniej raz na tydzień
Inne gazy, w szczególności gaz do syntezy i gazy z procesów technologicznych, takie jak: mieszanina gazów rafineryjnych, gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, gaz konwertorowy, gaz z wydobycia ropy naftowej i gaz z wydobycia gazu ziemnego	Co najmniej raz dziennie — przy zastosowaniu właściwych procedur w różnych porach dnia
Oleje opałowe (np. lekki, średni i ciężki olej opałowy, bitum)	Co 20 000 ton paliwa i co najmniej sześć razy do roku
Węgiel, węgiel koksujący, koks ponaftowy, torf	Co 20 000 ton paliwa/materiału i co najmniej sześć razy do roku
Pozostałe paliwa	Co 10 000 ton paliwa i co najmniej cztery razy do roku
Nieprzetworzone odpady stałe (czyste kopaliny lub mieszanina biomasy i kopaliny)	Co 5 000 ton odpadów i co najmniej cztery razy do roku
Odpady płynne, wstępnie przetworzone odpady stałe	Co 10 000 ton odpadów i co najmniej cztery razy do roku
Minerały węglanowe (w tym wapień i dolomit)	Co 50 000 ton odpadów 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 materiały (produkt podstawowy, pośredni i końcowy)	W zależności od rodzaju materiału i jego odmiany – ilości materiału odpowiadające 50 000 ton CO ₂ i co najmniej cztery razy do roku

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)

W przypadku CO₂ należy zastosować niepewność do całkowitej zmierzonej ilości CO₂. W przypadku określania frakcji biomasy przy zastosowaniu metodyki opartej na pomiarach do frakcji biomasy stosuje się taką samą definicję poziomu dokładności jak w przypadku CO₂.

	Poziom 1	Poziom 2	Poziom 3	Poziom 4
Źródła emisji CO ₂	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
Źródła emisji N ₂ O	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	n.d.
CO ₂ przeniesiony	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

2. WYMOGI DOTYCZĄCE MINIMALNEGO POZIOMU DOKŁADNOŚCI DLA INSTALACJI KATEGORII A

Tabela 2

Minimalne poziomy dokładności, które mają być stosowane w odniesieniu do instalacji kategorii A w odniesieniu do metodyki opartej na pomiarach zgodnie z art. 41 ust. 1 lit. a)

Gaz cieplarniany	Minimalny wymagany poziom dokładności
CO ₂	2
N ₂ O	2

3. WYZNACZANIE ILOŚCI GAZÓW CIEPLARNIANYCH Z ZASTOSOWANIEM METODYKI OPARTEJ NA POMIARACH

Równanie nr 1: Obliczanie wielkości rocznych emisji zgodnie z art. 43 ust. 1:

$$GHG Em_{\text{całk}} [t] = \sum_{i=1}^{\text{HoursOp}} GHG conc_{\text{godz., } i} \cdot V_{\text{godz., } i} \cdot 10^{-6} [t/g]$$

Równanie nr 2: Wyznaczanie średnich wielkości godzinowych emisji:

$$GHG Em_{\text{średnie}} [kg/h] = \frac{GHG Em_{\text{całk}}}{\text{HoursOp}} \cdot 10^3 [kg/t]$$

Równanie nr 2a: Wyznaczanie średnich stężeń godzinowych gazów cieplarnianych do celów sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem X sekcja 1 pkt 9 lit. b):

$$GHG \text{ stęż.}_{\text{średnie}} [g/Nm^3] = \frac{GHG Em_{\text{całk}}}{\sum_{i=1}^{\text{HoursOp}} V_{\text{godz., } i}} \cdot 10^6 [g/t]$$

Równanie nr 2b: Wyznaczanie średnich stężeń godzinowych przepływu spalin do celów sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem X sekcja 1 pkt 9 lit. b):

$$\text{Przepływ}_{\text{średnie}} [Nm^3/h] = \frac{\sum_{i=1}^{\text{HoursOp}} V_{\text{godz., } i}}{\text{HoursOp}}$$

Równanie nr 2c: Obliczanie wielkości rocznych emisji do celów rocznego raportu na temat wielkości emisji zgodnie z załącznikiem X sekcja 1 pkt 9 lit. b):

$$GHG Em_{całk} [t] = GHG \text{ stęż.}_{średnie} \cdot Przepływ_{średni} \cdot HoursOp \cdot 10^{-6} [t/g]$$

W równaniach 1–2c stosuje się następujące skróty:

Wskaźnik *i* odnosi się do pojedynczej godziny pracy. Jeżeli podmiot stosuje krótsze okresy odniesienia zgodnie z art. 44 ust. 1, wówczas ten okres odniesienia stosuje się zamiast godzin na potrzeby tych obliczeń.

$GHG Em_{całk}$ = całkowita roczna wielkość emisji gazów cieplarnianych w tonach

$GHG \text{ stężenie}_{godz., i}$ = godzinowe stężenia emisji gazów cieplarnianych w g/Nm³ w przepływie spalin mierzone podczas pracy w odniesieniu do godziny *i*;

$V_{godz., i}$ = objętość spalin w Nm³ na godzinę *i* (tj. zintegrowany przepływ w ciągu godziny lub w krótszym okresie odniesienia);

$GHG Em_{średnie}$ = średnia roczna wielkość godzinowa emisji w kg/h ze źródła;

$HoursOp$ = łączna liczba godzin, w których stosowana jest metodyka oparta na pomiarach, w tym godziny, w odniesieniu do których dane zostały zastąpione zgodnie z art. 45 ust. 2–4;

$GHG \text{ stęż.}_{średnie}$ = średnie roczne stężenie godzinowe gazów cieplarnianych w g/Nm³;

$Przepływ_{średni}$ = średni roczny przepływ spalin w Nm³/h.

4. OBLICZANIE STĘŻENIA Z WYKORZYSTANIEM POŚREDNICH POMIARÓW STĘŻENIA

Równanie nr 3: Obliczanie stężenia

$$GHG \text{ stężenie} [\%] = 100\% - \sum_i \text{stężenie składnika } i [\%]$$

5. ZASTĘPOWANIE BRAKUJĄCYCH DANYCH DOTYCZĄCYCH STĘŻENIA W METODYCE OPARTEJ NA POMIARACH

Równanie nr 4: Zastępowanie brakujących danych dotyczących stężenia w metodyce opartej na pomiarach

$$C_{subst}^* = \bar{C} + 2\sigma_-$$

gdzie:

\bar{C} = średnia arytmetyczna stężenia określonego parametru w całym okresie sprawozdawczym lub, jeśli utracie danych towarzyszyły szczególne okoliczności, odpowiedni okres odzwierciedlający takie szczególne okoliczności;

σ_- = najlepsze oszacowanie odchylenia standardowego stężenia określonego parametru w całym okresie sprawozdawczym lub, jeśli utracie danych towarzyszyły szczególne okoliczności, odpowiedni okres odzwierciedlający takie szczególne okoliczności.

ZAŁĄCZNIK IX

Minimalne dane i informacje przechowywane zgodnie z art. 67 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, w stosownych przypadkach, w poziomach dokładności zatwierdzonych przez właściwy organ;
- 3) wszystkie właściwe aktualizacje planów monitorowania zgłoszone 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 sprawozdawczością;
- 7) w stosownych przypadkach ocena ryzyka przeprowadzona przez prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego;
- 8) sprawozdania dotyczące udoskonaleń zgodnie z art. 69;
- 9) zweryfikowany raport na temat rocznych 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 ŹRÓDEŁ STACJONARNYCH:

- 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;
 - 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. 64;
 - e) wszelkie wyniki kalibracji i konserwacji przyrządów pomiarowych.
- 4) W przypadku metodyki opartej na pomiarach stosowanej w instalacjach, następujące dodatkowe elementy:
 - a) dokumentacja uzasadniająca 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 dokumentacja dotycząca zatwierdzenia przez właściwy organ;

- e) nieprzetworzone i zagregowane dane z systemu ciągłych pomiarów, w tym dokumentacja 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 bilansu 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 wydajności zbierania dla emisji niezorganizowanych;
 - c) wszystkie odnośne dane dotyczące produkcji pierwotnego aluminium, częstotliwości i czasu trwania efektów anodowych lub dane dotyczące nad napięcia;
- 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) 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) sprawozdania 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 tego 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, liczba lotów, w przypadku których wystąpiły luki w danych, dane wykorzystywane do usunięcia luk w danych, tam gdzie one wystąpiły, oraz, w przypadku gdy liczba lotów, których dotyczyły luki w danych wyniosła ponad 5 % lotów objętych sprawozdaniami, przyczyny luk w danych, a także dokumentacja podjętych działań naprawczych.
-

ZAŁĄCZNIK X

Minimalna zawartość rocznych raportów (art. 68 ust. 3)

1. ROCZNE RAPORTY NA TEMAT WIELKOŚCI EMISJI ZE ŹRÓDEŁ STACJONARNYCH

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 oraz data, od której jest on stosowany, jak również odniesienie do wszelkich innych planów monitorowania istotnych dla danego roku sprawozdawczego oraz numery ich 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 CO₂, całkowitą wielkość emisji wyrażoną w t;
 - c) wskazanie, czy stosuje się metodykę opartą na pomiarach, czy na obliczeniach, o których to metodykach mowa w art. 21;
 - d) zastosowane poziomy dokładności;
 - e) dane dotyczące działalności:
 - i) w przypadku paliw ilość paliwa (wyrażoną w tonach lub Nm³) oraz wartość opałową (GJ/t lub GJ/Nm³), podane osobno;
 - ii) w przypadku wszystkich pozostałych strumieni materiałów wsadowych ilość wyrażoną w tonach lub Nm³;
 - f) współczynniki emisji, wyrażone zgodnie z wymogami określonymi w art. 36 ust. 2; frakcja biomasy, współczynniki utleniania i konwersji, wyrażone jako ułamki bezwymiarowe;
 - g) jeśli współczynniki emisji dla paliw odnoszą się do masy lub objętości, zamiast do energii, wartości określone zgodnie z art. 26 ust. 5 dla wartości opałowej odnośnego strumienia materiałów wsadowych;
- 7) w przypadku zastosowania metodyki bilansu masowego, przepływ masowy i zawartość węgla pierwiastkowego dla każdego strumienia materiałów wsadowych wprowadzanych do danej instalacji i ją opuszczających; frakcję biomasy i wartość opałową, w stosownych przypadkach;
- 8) informacje przedstawiane jako pozycje dodatkowe, obejmujące co najmniej:
 - a) ilości biomasy spalanej, wyrażone w TJ, lub wykorzystanej w procesach, wyrażone w t lub Nm³;
 - b) emisje CO₂ z biomasy, wyrażone w t CO₂, 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 wartość energetyczna spalonych biopłynów i biopaliw, wyrażone w t i TJ;
 - e) przeniesiony do instalacji lub odebrany z instalacji CO₂ lub N₂O, w przypadku gdy zastosowanie ma art. 49 lub art. 50, wyrażony w t CO_{2(e)};
 - f) przeniesiony do instalacji lub odebrany z instalacji związany w paliwie CO₂, w przypadku gdy zastosowanie ma art. 48, wyrażony w t CO₂;

- g) w stosownych przypadkach, nazwę instalacji i jej kod identyfikacyjny uznany zgodnie z aktami przyjętymi na mocy art. 19. ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE:
- i) instalacji, do której/których przenosi się CO₂ lub N₂O zgodnie z niniejszym pkt 8 lit. e) i f);
 - ii) instalacji, z której/których jest odbierany CO₂ lub N₂O zgodnie z niniejszym pkt 8 lit. e) i f);
- jeżeli instalacja ta nie posiada takiego kodu identyfikacyjnego, należy podać nazwę i adres instalacji, jak również odpowiednie dane osoby wyznaczonej do kontaktów;
- h) przenoszony CO₂ z biomasy, wyrażony w t CO₂;
- 9) w przypadku zastosowania metodyki opartej na pomiarach:
- a) jeśli mierzy się ilość CO₂ jako roczną wielkość emisji kopalnego CO₂ i roczną wielkość emisji CO₂ z użycia biomasy;
 - b) liczba godzin eksploatacji systemu ciągłych pomiarów emisji, 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. 66 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;
 - 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;
- 8) wszelkie inne zmiany w instalacji w okresie sprawozdawczym istotne dla emisji gazów cieplarnianych z instalacji w roku sprawozdawczym;
- 9) w stosownych przypadkach wielkość produkcji pierwotnego aluminium, częstotliwość i średni czas trwania efektów anodowych w okresie sprawozdawczym lub dane dotyczące nad napięcia efektu anodowego w okresie sprawozdawczym, a także najbardziej aktualne współczynniki emisji właściwe dla instalacji w odniesieniu do CF₄ i C₂F₆ zgodnie z załącznikiem IV oraz najbardziej aktualną wartość wydajności zbierania kanałów.

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 zbiorczy 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 CO₂ 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 oraz data, od której jest on stosowany, odniesienie do innych planów monitorowania istotnych dla danego roku sprawozdawczego oraz numery ich wersji;
- 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, przypadającą na pary państw;
- 8) masę paliwa (w tonach) na rodzaj paliwa, przypadającą na pary państw;
- 9) całkowitą wielkość emisji CO₂ w tonach CO₂ w podziale na państwa członkowskie odlotu i przylotu;
- 10) 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;
- 11) w przypadku wystąpienia luk w danych oraz ich wyeliminowania za pomocą danych zastępujących zgodnie z art. 66 ust. 2:
 - a) liczbę lotów wyrażoną jako odsetek lotów rocznych (w zaokrągleniu do 0,1 %), w odniesieniu do których wystąpiły luki w danych; oraz okoliczności i powody wystąpienia luk w danych;
 - b) zastosowaną metodę szacowania wartości danych zastępujących;
 - c) wielkość emisji obliczoną na podstawie danych zastępujących;
- 12) pozycje dodatkowe:
 - a) ilość biomasy wykorzystywanej jako paliwo w roku sprawozdawczym (w tonach lub m³), w podziale na typy paliwa;
 - b) wartość opałową paliw alternatywnych;
- 13) 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 oraz data, od której jest on stosowany, odniesienie do innych planów monitorowania istotnych dla danego roku sprawozdawczego oraz numery ich wersji;
- 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) 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 lotniczych wyszczególnionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE;

- 9) w odniesieniu do każdej pary lotnisk: kod 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).
-

ZAŁĄCZNIK XI

Tabela korelacji

Rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012	Niniejsze rozporządzenie
art. 1–49	art. 1–49
—	art. 50
art. 50–67	art. 51–68
art. 68	—
art. 69–75	art. 69–75
—	art. 76
art. 76–77	art. 77–78
załączniki I–X	załączniki I–X
—	załącznik XI