



Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami

Wytyczne

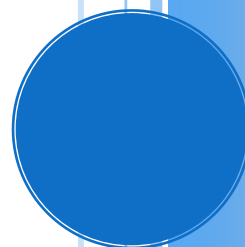
Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – wytyczne na temat oceny niepewności

Tłumaczenie robocze

Tłumaczyli:

Tomasz Karpiński, Jacek Kołoczek

WARSZAWA, STYCZEŃ 2013



Przedstawiony materiał pomocniczy stanowi robocze tłumaczenie, przygotowane przez pracowników KOBIZE, dokumentu Komisji Europejskiej „Guidance on Uncertainty Assessment”, opublikowanego w celu ułatwienia w dostosowaniu się do wymogów rozporządzenia Komisji Europejskiej 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.

**W razie jakichkolwiek wątpliwości, do momentu publikacji oficjalnego tłumaczenia, rozstrzygająca jest wersja anglojęzyczna tłumaczonego dokumentu opublikowana pod adresem internetowym
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/docs/gd4_guidance_uncertainty_en.pdf**

Ostateczne, obowiązujące tłumaczenie będzie przygotowane przez Komisję Europejską i opublikowane na stronie internetowej Komisji Europejskiej.

Materiał przedstawia poglądy autorów i nie odzwierciedla stanowiska Ministerstwa Środowiska oraz innych organów administracji rządowej.

Niniejszy dokument może być używany, kopiowany i rozpowszechniany, w całości lub w części, wyłącznie w celach niekomercyjnych ze wskazaniem źródła ich pochodzenia.



**Działalność KOBiZE jest finansowana ze środków
Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej**



EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL
CLIMATE ACTION
Directorate A – International and Climate Strategy
CLIMA.A.3 - Monitoring, Reporting, Verification

Wytyczne

Rozporządzenie o monitorowaniu i raportowaniu – wytyczne na temat oceny niepewności

Wytyczne nr 4 do rozporządzenia MR, wersja ostateczna z 5 października 2012

Niniejszy dokument stanowi część serii dokumentów przedstawionych przez służby Komisji w celu wsparcia procesu wdrażania rozporządzenia 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. Urz. UE L 181/30 12.7.2012)¹.

Niniejsze wytyczne przedstawiają poglądy służb Komisji w chwili publikacji niniejszego dokumentu. Niniejszy dokument nie ma mocy prawnej.

W niniejszych wytycznych uwzględniono dyskusje prowadzone podczas posiedzeń Technicznej Grupy Roboczej ds. Rozporządzenia w Sprawie Monitorowania i raportowania w ramach Grupy Roboczej III Komitetu ds. Zmian Klimatu (CCC), a także pisemne uwagi otrzymane od zainteresowanych stron i ekspertów z państw członkowskich. Niniejsze wytyczne zostały zatwierdzone przez wszystkich, oprócz jednego, przedstawicieli państw członkowskich podczas posiedzenia Komitetu ds. Zmian Klimatu dnia 28.09.2012 r.

Wszystkie wytyczne i formularze można pobrać ze strony internetowej Komisji pod następującym adresem:

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index_en.htm.

¹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:EN:PDF>

Spis treści:

1	WSTĘP	5
1.1	Informacje o niniejszym dokumencie	5
1.2	Jak korzystać z tego dokumentu.....	5
1.3	Gdzie znaleźć dodatkowe informacje	6
2	ZNACZENIE OCENY NIEPEWNOŚCI	9
2.1	Czym jest niepewność?.....	9
2.2	Niepewność w rozporządzeniu MR	12
2.3	Opis tego dokumentu	12
3	NIEPEWNOŚĆ W PRZYPADKU METODYK OPARTYCH NA OBLICZENIACH	14
3.1	Dane dotyczące działalności.....	14
3.1.1	Systemy pomiarowe pod kontrolą prowadzącego instalację	16
3.1.2	Systemy pomiarowe poza kontrolą prowadzącego instalację.	28
3.2	Współczynniki obliczeniowe.....	31
4	NIEPEWNOŚĆ W PRZYPADKU METODYK OPARTYCH NA POMIARACH	32
5	NIEPEWNOŚĆ W PRZYPADKU METODYKI REZERWOWEJ	33
6	ZAŁĄCZNIK I: SKRÓTY I AKTY PRAWNE	34
6.1	Skróty	34
6.2	Akty prawne.....	35
7	ZAŁĄCZNIK II: KONSERWATYWNE NIEPEWNOŚCI POMIAROWE DLA NAJPOPULARNIEJSZYCH URZĄDZEŃ POMIAROWYCH	36
	ODPOWIEDNIE NORMY: EN 1359:1998 + A1:2006	38
	ODPOWIEDNIE NORMY: EN ISO 5167	38
	ODPOWIEDNIE NORMY: EN ISO 5167	38
8	ZAŁĄCZNIK III: PEŁNA OCENA NIEPEWNOŚCI DLA STRUMIENI MATERIAŁÓW WSADOWYCH	42
8.1	Wstęp.....	42
8.2	Prawa propagacji błędów.....	46
8.2.1	Nieskorelowane wartości wejściowe	46
8.2.2	Skorelowane wartości wejściowe.....	49
8.3	Studium przypadku	50
8.4	Niepewność z całej instalacji (metodyka rezerwowa)	53

1 WSTĘP

1.1 Informacje o niniejszym dokumencie

Poniższy dokument jest jednym z serii dokumentów wytycznych przygotowanych przez służby Komisji na temat wybranych zagadnień związanych z monitorowaniem i raportowaniem w ramach EU ETS. Podczas gdy wytyczne nr 1 dostarczają ogólnego opisu na temat monitorowania i raportowania z instalacji w ramach EU ETS, a wytyczne numer 2 przedstawiają podobne informacje dla operatorów statków powietrznych, ten dokument (wytyczne numer 4) tłumaczy w sposób bardziej szczegółowy wymogi związane z oceną niepewności dla instalacji. Podobnie jak wytyczne numer 1, zostały one przygotowane aby wspierać rozporządzenie MR poprzez tłumaczenie wymogów przy pomocy języka nie prawniczego. Jednakże, należy zawsze pamiętać, że rozporządzenie jest podstawowym źródłem wymogów.

Poniższy dokument interpretuje przepisy Rozporządzenia odnoszące się do wymogów dotyczących instalacji. Bazuje on również na wytycznych i dobrych praktykach przygotowanych podczas dwóch pierwszych okresów EU ETS (od 2005 do 2007 oraz od 2008 do 2012), w szczególności na doświadczeniach zebranych przez państwa członkowskie bazujące na MRG2007 uwzględniając zestaw wytycznych znanych jako wytyczne ETSG² stworzonych w ramach IMPEL.

Bierze on również pod uwagę cenny wkład z grupy zadaniowej ds. monitorowania ustanowionej w ramach Forum Zgodności EU ETS oraz z nieformalnej technicznej grupy roboczej (TWG) składającej się z ekspertów państw członkowskich ustanowionej w ramach Grupy Roboczej III Komitetu ds. Zmian Klimatu Komisji Europejskiej.

1.2 Jak korzystać z tego dokumentu

Wszędzie tam, gdzie podane są numery artykułów bez dalszego wyjaśnienia, zawsze odnoszą się one do rozporządzenia o monitorowaniu i raportowaniu (MRR). W celu odnalezienia rozwinięć skrótów, odnośników do aktów prawnych oraz do innych ważnych dokumentów proszę zapoznać się z załącznikiem nr 1.

Ten symbol oznacza istotne wskazówki dla prowadzących instalacje lub właściwych organów.

Ten symbol pojawia się w miejscach, w których przedstawiono istotne uproszczenia ogólnych wymogów określonych w MRR.



Uproszczono!

² Grupa wsparcia ET; IMPEL jest siecią Unii Europejskiej ds. implementacji i wdrażania prawa środowiskowego. Dokumenty można znaleźć tutaj: <http://impel.eu/projects/emission-trading-proposals-forfuture-development-of-the-eu-ets-phase-ii-beyond>.



Symbol żarówki oznacza opis najlepszych praktyk.



Symbol przedstawiający małą instalację ma za zadanie wskazać czytelnikom miejsca, które dotyczą instalacji o niskim poziomie emisji.



Symbol narzędzi informuje czytelnika, że pozostałe dokumenty formularze lub narzędzia elektroniczne może on uzyskać z innych źródeł (w tym tych nad którymi ciągle trwają prace).



Symbol książki oznacza przykłady związane z tematami omawianymi w tekście obok.

1.3 Gdzie znaleźć dodatkowe informacje

Wszystkie przewodniki i formularze opracowane przez Komisję, na podstawie rozporządzenia o monitorowaniu i raportowaniu (MRR) oraz rozporządzenia o weryfikacji i akredytacji weryfikatorów (AVR) można pobrać ze strony internetowej Komisji, pod następującym adresem:



http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/documentation_en.htm

Opracowane zostały poniższe dokumenty ³:

- Wytyczne nr 1: „Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – Ogólne wytyczne dotyczące instalacji”. W tym dokumencie określono zasady i metody monitorowania zawarte w MRR mające zastosowanie dla instalacji.
- Wytyczne nr 2: „Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – Ogólne wytyczne dla operatorów lotniczych” W tym dokumencie określono zasady i metody monitorowania zawarte w MRR mające zastosowanie dla sektora lotniczego. Zawiera on również wytyczne dotyczące formularzy planów monitorowania przedstawionych przez Komisję.
- Wytyczne nr 3: „Kwestie związane z biomasą w ramach EU ETS”: Dokument opisuje zastosowanie kryteriów zrównoważonego rozwoju dla biomasy, jak również wymogi związane z artykułami 38, 39 i 53 MRR. Dokument ten

³ Przedstawiona lista na obecnym etapie nie jest kompletna. Kolejne dokumenty mogą być do niej dodane później.

ma zastosowanie zarówno dla instalacji jak i operatorów statków powietrznych.

- Wytyczne nr 4 (ten dokument): „Wytyczne dotyczące oceny niepewności”. Ten dokument zawiera w sobie pewne powtórzenia z wytycznych nr 1, ogólnych wytycznych dotyczących instalacji, aby umożliwić wprowadzenie samodzielnych odniesień.
- Wytyczne nr 5: „Wytyczne dotyczące pobierania próbek i analizy” (wyłącznie dla instalacji). Ten dokument omawia kryteria korzystania z nieakredytowanych laboratoriów, opracowanie planu pobierania próbek i rozmaite inne powiązane kwestie dotyczące monitorowania wielkości emisji w ramach EU ETS.
- Wytyczne nr 6: „Działania związane z przepływem danych i systemem kontroli”. Dokument ten omawia możliwości opisanie działań związanych z przepływem danych na potrzeby monitorowania w ramach EU ETS, ocenę ryzyka jako część systemu kontroli, a także przedstawia przykłady działań kontrolnych. Dokument ten ma zastosowanie zarówno dla instalacji jak i operatorów statków powietrznych.

Ponadto Komisja udostępnia następujące formularze elektroniczne⁴:

- Formularz nr 1: Plan monitorowania wielkości emisji z instalacji.
- Formularz nr 2: Plan monitorowania wielkości emisji dla operatorów statków powietrznych.
- Formularz nr 3: Plan monitorowania dotyczący danych o tonokilometrach dla operatorów statków powietrznych.
- Formularz nr 4: Roczny raport na temat wielkości emisji z instalacji.
- Formularz nr 5: Roczny raport na temat wielkości emisji dla operatorów statków powietrznych.
- Szablon nr 6: Roczny raport na temat tonokilometrów dla operatorów statków powietrznych.

Oprócz tych dokumentów związanych z MRR, pod tym samym adresem dostępny jest oddzielny zestaw wytycznych dotyczących rozporządzenia w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów (A&V).



Cała prawodawstwo unijne jest dostępne w serwisie EUR-Lex: <http://eur-lex.europa.eu/>

Ponadto najważniejsze akty prawne wymieniono w załączniku do niniejszego dokumentu.

⁴ Przedstawiona lista na obecnym etapie nie jest kompletna. Kolejne formularze mogą być do niej dodane później.



Pomocnych wskazówek mogą udzielić również właściwe organy w państwach członkowskich, publikując je na swoich stronach internetowych. Prowadzący instalacje i operatorzy statków powietrznych powinni w szczególności sprawdzić, czy właściwy organ oferuje warsztaty, odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania, wsparcie techniczne itp.

2 ZNACZENIE OCENY NIEPEWNOŚCI

2.1 Czym jest niepewność?

[Ten rozdział jest identyczny z rozdziałem 4.7 wytycznych nr 1 (Ogólne wytyczne dotyczące instalacji). Został tu umieszczony w celu kompletności oraz aby umożliwić jego czytanie jako jednolitego dokumentu].

Jeśli ktoś zechciałby zadać podstawowe pytanie o jakość systemu MRV w ramach jakiegokolwiek systemu handlu uprawnieniami do emisji, zapytałby pewnie: „Jak wiarygodne są dane?”, lub raczej „Czy możemy polegać na pomiarach, które są podstawą dla danych dotyczących wielkości emisji?”. Międzynarodowe standardy związane z określaniem jakości pomiarów odwołują się do poziomu „niepewności”. To pojęcie wymaga pewnego wyjaśnienia.

Istnieją różne terminy stosowane często w podobnym kontekście co termin „niepewność”. Nie są one jednak synonimami i każdy z nich posiada własne określone znaczenie:

- **Dokładność:** ten termin oznacza stopień zgodności między wartością pomiaru a rzeczywistą wartością wielkości. Jeśli pomiar jest dokładny, średnia wyników pomiaru jest bliska „prawdziwej” wartości (którą może być np. wartość nominalna certyfikowanego materiału odniesienia⁵). Jeśli pomiar nie jest dokładny, może to czasem wynikać z błędu systematycznego. Często taki problem można rozwiązać dzięki wzorcowaniu i regulacji urządzeń.
- **Precyzja:** to pojęcie opisuje zgodność wyników pomiarów tej samej wielkości mierzonej w tych samych warunkach, czyli tę samą rzecz mierzy się kilka razy. Ten parametr określa się często ilościowo jako standardowe odchylenie wartości od średniej. Odzwierciedla on fakt, że wszystkie pomiary zawierają błąd przypadkowy, który co prawda można ograniczyć, ale nie da się go całkowicie wyeliminować.
- **Niepewność⁶:** ten termin określa zakres, w którym ma znaleźć się prawdziwa wartość z zachowaniem określonego poziomu pewności. Jest to nadrzędne pojęcie, które łączy precyzję i zakładaną dokładność. Jak pokazano na rysunku nr 8, pomiary mogą być dokładne, ale nieprecyzyjne, lub też odwrotnie. W idealnej sytuacji pomiar jest i precyzyjny, i dokładny.

Jeśli laboratorium dokonuje oceny i optymalizacji swoich metod, zazwyczaj dąży do rozróżnienia dokładności i precyzji, ponieważ dzięki temu można

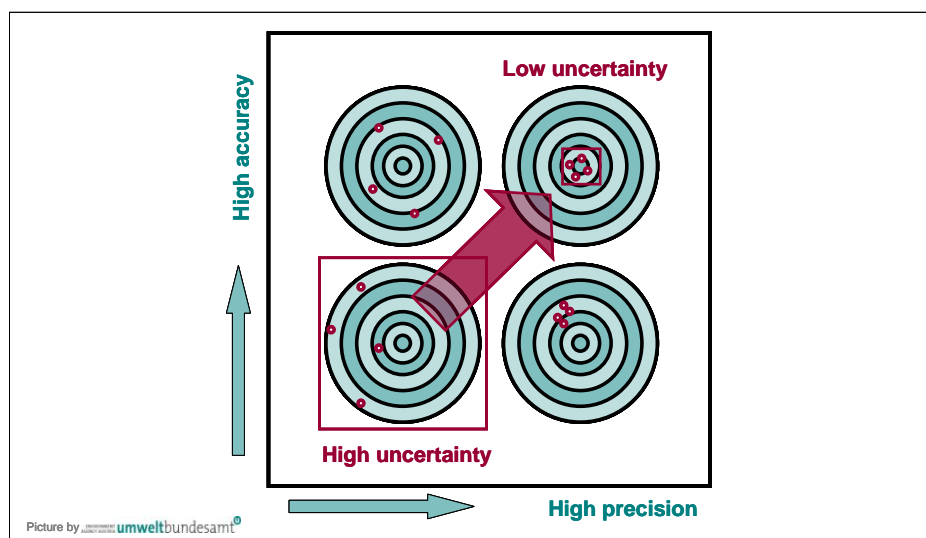
⁵ Również materiał standardowy, na przykład kopia wzorca kilograma, wiąże się z niepewnością z uwagi na jego proces produkcyjny. Zazwyczaj ta niepewność będzie mała w porównaniu ze stopniem niepewności związanym z jego późniejszym wykorzystaniem.

⁶ Art. 3 ust. 6 MRR zawiera następującą definicję: „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.

zidentyfikować błędy i pomyłki. Taka ocena może ujawnić rozmaite powody błędów, wskazując na przykład na konieczność konserwacji lub wzorcowań przyrządów, czy też lepszego przeszkolenia personelu. Końcowy użytkownik wyniku pomiarów (w przypadku EU ETS jest to prowadzący instalację oraz właściwy organ) chce jednak po prostu wiedzieć, jak szeroki jest zakres (średnia pomiaru \pm niepewność), w którym prawdopodobnie znajduje się prawdziwa wartość.

W ramach EU ETS w rocznym raporcie na temat wielkości emisji podaje się tylko jedną wartość dotyczącą wielkości emisji. Tylko jedną wartość wprowadza się do tabeli ze zweryfikowanymi danymi na temat emisji w rejestrze. Prowadzący instalację nie może umorzyć „ $N \pm x \%$ ” uprawnień, a jedynie precyzyjną wartość N . Widać więc, że ilościowe określenie i w jak największym stopniu zredukowanie niepewności „ x ” leży w interesie wszystkich stron. Dlatego też plany monitorowania muszą zostać zatwierdzone przez właściwy organ, a prowadzący instalacje muszą wykazać osiągnięcie poszczególnych poziomów dokładności, które wiążą się z dozwolonymi poziomami niepewności.

Więcej szczegółowych informacji na temat poziomów dokładności podano w rozdziale 6 wytycznych nr 1. Ocenę niepewności, którą należy dodać do planu monitorowania jako dokument uzupełniający (art. 12 ust. 1) omówiono w sekcji 5.3 wytycznych nr 1.



Rysunek nr 1: Ilustracja pojęć dokładności, precyzji i niepewności. Środkowy punkt tarczy przedstawia założoną prawdziwą wartość, zaś „otwory” przedstawiają wyniki pomiarów.

Opis wyrażeń na rys. nr 1:

high accuracy – wysoka dokładność

high precision – wysoka precyzja

high uncertainty – wysoka niepewność

low uncertainty – niska niepewność

Ważna informacja: Ocena niepewności jest potrzebna aby ustalić, który poziom dokładności jest osiągalny. Plan monitorowania musi zawsze odzwierciedlać poziom dokładności, który jest stosowany w rzeczywistości, a nie wymagany minimalny poziom dokładności. Główną zasadą jest to, że operator powinien próbować usprawnić swój system monitorowania jeżeli jest to możliwe.



2.2 Niepewność w rozporządzeniu MR

Podczas czytania rozporządzenia MR termin "niepewność" pojawia się przy kilku okazjach. Najważniejsze sekcje to:

- artykuł 12 (1) wymaga od prowadzącego instalację przedkładania dodatkowych dokumentów do planu monitorowania zawierających następujące informacje:
 - dowody⁷ na zgodność z wymaganą niepewnością dla danych dotyczących działalności;
 - w stosownych przypadkach dowody na zgodność z wymaganą niepewnością dla współczynników obliczeniowych⁸;
 - w stosownych przypadkach dowody na zgodność z wymaganą niepewnością w przypadku metodyki opartej na pomiarach;
 - w przypadku stosowania metodyki rezerwowej należy przekazać ocenę niepewności całkowitej emisji z instalacji w celu zapewnienia spełniania poziomów niepewności zgodnych z artykułem 22(c).
- artykuł 47(4) wyłącza operatorów instalacji o niskim poziomie emisji z dostarczania oceny niepewności do właściwych organów. Paragraf (5) również wyłącza tych operatorów z konieczności uwzględniania niepewności związanej z wyznaczaniem zmian w składowisku w ocenie niepewności.

Uproszczono!

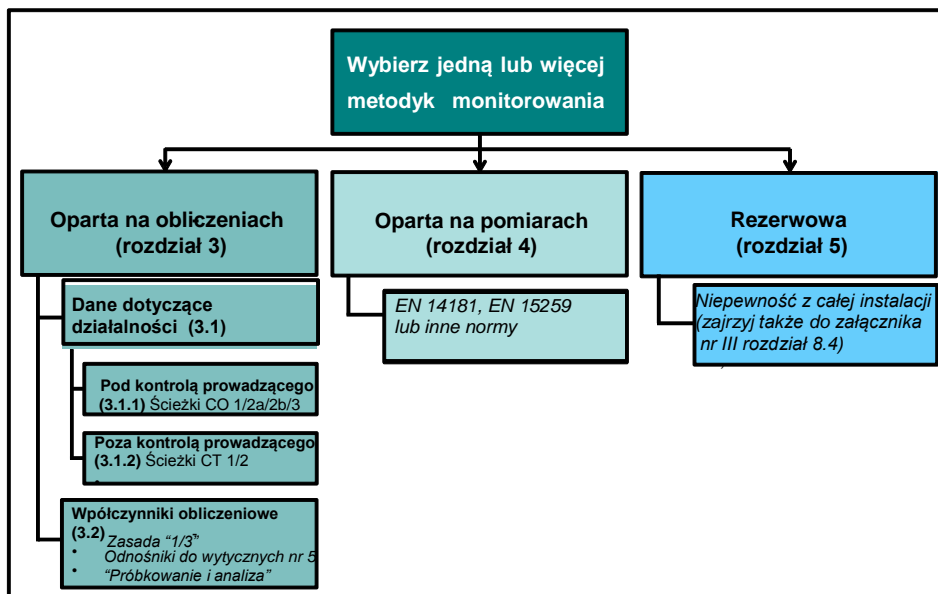
Ten dokument dostarcza opisu istotności niepewności oraz tego w jaki sposób jest ona traktowana w MRR.

2.3 Opis tego dokumentu

Rysunek nr 2 powinien ułatwić identyfikację odpowiednich rozdziałów tego dokumentu zawierających wskazówki dotyczące oceny niepewności dla metodyki monitorowania wybranej dla instalacji.

⁷ Takimi dowodami może być na przykład przedstawienie dokumentów zawierających specyfikacje techniczną producenta lub przeprowadzone obliczenia. Dowody muszą być na tyle wystarczające aby umożliwić odpowiedniemu organowi zatwierdzenie towarzyszącego planu monitorowania.

⁸ Jest to stosowane wyłącznie gdy częstotliwość pobierania próbek dla analiz wyznaczana jest na podstawie zasady 1/3 niepewności danych dotyczących działalności [Artykuł 35 (2)].



Rysunek nr 2: Odpowiednie rozdziały i sekcje w tym dokumencie dotyczące wyznaczania niepewności

Ten dokument podzielony jest na rozdziały zgodne z stosowanymi metodykami monitorowania:

- metodyki oparte na obliczeniach omówione są w rozdziale 3;
- metodyki oparte na pomiarach, proszę zajrzeć do rozdziału **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**;
- metodyka rezerwowa opisana jest w rozdziale **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**

Ze względu na dostępność różnych uproszczeń zgodnych z MRR zwykle występuje kilka ścieżek postępowania na podstawie których prowadzący może wykazać, że osiągnięte są poziomy niepewności przypisane do odpowiednich poziomów dokładności tak jak pokazano to na rysunku nr 2. Do tych opcji (lub ścieżek) w dokumencie przypisano kody. Na przykład w przypadku stosowania metodyki opartej na obliczeniach gdy instrument pomiarowy stosowany do wyznaczania danych dotyczących działalności strumienia materiałów wsadowych znajduje się poza kontrolą prowadzącego rozdział 3 i sekcję 3.1 i 3.1.2 (Ścieżka CT-1, CT-2 lub CT-3) zawierają odpowiednie wskazówki dotyczące oceny niepewności związanej z danymi dotyczącymi działalności.

3 NIEPEWNOŚĆ W PRZYPADKU METODYK OPARTYCH NA OBLICZENIACH

Następujący wzór pokazuje obliczanie emisji w przypadku najczęstszej sytuacji: spalania paliw i stosowania standardowej metody obliczeniowej zgodnej z art. 24 (1):



Przykład: Metodyka oparta na obliczeniach w przypadku spalania paliw

$$Em = AD \cdot NCV \cdot EF \cdot OF \cdot (1 - BF)$$

gdzie:

Em Emisja [t CO₂]

AD Dane dotyczące działalności (= ilość paliwa) [t lub Nm³]

NCV Wartość opałowa [TJ/t lub TJ/Nm³]

EF Współczynnik emisji [t CO₂/TJ, t CO₂/t lub t CO₂/Nm³]

OF Współczynnik utleniania [bezwymiarowo]

BF Frakcja biomasy [bezwymiarowo]

Dla każdego z parametrów rozporządzenie MRR określa poziomy dokładności, które należy stosować biorąc pod uwagę ich techniczną wykonalność oraz to czy nie prowadzą do nieracjonalnych kosztów.

Parametry można podzielić na dwie kategorie:

- **Dane dotyczące działalności (AD):** Poziomy dokładności w tym przypadku dotyczą wymaganej minimalnej niepewności w ustalaniu ilości spalonego paliwa w okresie rozliczeniowym (ta niepewność omawiana jest w sekcji 3.1).
- **Współczynniki obliczeniowe (NCV, EF, zawartość węgla pierwiastkowego,...):** Poziomy dokładności w tym przypadku dotyczą konkretnej metodologii określonej w rozporządzeniu MRR służącej do wyznaczania każdego z współczynników np. korzystanie z wartości referencyjnych lub przeprowadzanie badań laboratoryjnych (powiązane z tym tematy dotyczące niepewności omawiane są w sekcji 3.2).

3.1 Dane dotyczące działalności

Proszę zwrócić uwagę, że wszystkie przedstawione tutaj informacje odnoszące się do danych dotyczących działalności strumieni materiałów wsadowych monitorowanych przy pomocy metodyki obliczeniowej mają również zastosowanie do materiałów wejściowych i wyjściowych strumieni materiałów wsadowych monitorowanych przy pomocy metodyki bilansu masowego.

Poziomy dokładności dla danych dotyczących działalności strumieni materiałów wsadowych (proszę zapoznać się z sekcją 4.5 wytycznych nr 1) określone są przy pomocy progów maksymalnej dopuszczalnej niepewności z jaką należy wyznaczyć ilość paliwa lub materiału w okresie rozliczeniowym. Spełnienie po-

ziomu dokładności musi być potwierdzone oceną niepewności dostarczaną do właściwego organu razem z planem monitorowania za wyjątkiem przypadku instalacji o niskim poziomie emisji. W celu objaśnienia Tabela nr 1 przedstawia definicje poziomów dokładności dla spalania paliw. Pełna lista progów związanych z poziomami dokładności znajduje się w sekcji 1 załącznika II do rozporządzenia MRR.

Tabela nr 1: Typowe definicje poziomów dokładności dla danych dotyczących działalności bazujące na niepewności, przeznaczone dla spalania paliw (jako przykład).

Tier No.	Definition
1	Ilość paliwa [t] lub [Nm ³] w okresie sprawozdawczym ⁹ wyznaczona z maksymalną niepewnością mniejszą niż $\pm 7.5\%$.
2	Ilość paliwa [t] lub [Nm ³] w okresie sprawozdawczym wyznaczona z maksymalną niepewnością mniejszą niż $\pm 5.0\%$.
3	Ilość paliwa [t] lub [Nm ³] w okresie sprawozdawczym wyznaczona z maksymalną niepewnością mniejszą niż $\pm 2.5\%$.
4	Ilość paliwa [t] lub [Nm ³] w okresie sprawozdawczym wyznaczona z maksymalną niepewnością mniejszą niż $\pm 1.5\%$.

Proszę zwrócić uwagę, że niepewność powinna odnosić się do “wszystkich źródeł niepewności, uwzględniając niepewność zastosowanych urządzeń pomiarowych, niepewność związaną z wzorcowaniem, wszelką dodatkową niepewność związaną ze sposobem użycia przyrządów pomiarowych w praktyce oraz niepewność związaną z czynnikami środowiskowymi” chyba, że dozwolone są uproszczenia. W stosownych przypadkach należy uwzględnić również wpływ wyznaczania zmian w składach magazynowych na początku i na koniec okresu (proszę zapoznać się z przykładami w sekcji 8.3 Załącznika III).

Zasadniczo istnieją dwa sposoby wyznaczania danych dotyczących działalności na podstawie art. 27 (1):

- na podstawie ciągłych pomiarów odnoszących się do procesu powodującego emisję;
- na podstawie zagregowanych wyników pomiarów osobno dostarczanych ilości, z uwzględnieniem odpowiednich zmian w zapasach.

Rozporządzenie MRR nie wymaga od każdego prowadzącego wyposażenia instalacji w instrumenty pomiarowe bez względu na koszty. Byłoby to sprzeczne z założeniami rozporządzenia MRR dotyczącymi efektywności kosztowej. Wykorzystywane przyrządy pomiarowe mogą być:

- **pod kontrolą prowadzącego instalację** (proszę zapoznać się z sekcją 3.1.1) lub
- **pod kontrolą innej strony** (w szczególności dostawcy paliwa; proszę zapoznać się z sekcją 3.1.2). W przypadku transakcji komercyjnych takich jak

⁹ Okresem sprawozdawczym jest rok kalendarzowy.

zakup paliwa popularną praktyką jest dokonywanie pomiaru ilości przez wyłączanie jedną stroną transakcji. Druga strona może założyć, że niepewność związana z pomiarami jest racjonalnie mała, jeżeli tego typu pomiary podlegają prawnej kontroli metrologicznej. Alternatywnie, wymogi dotyczące zapewniania jakości urządzeń pomiarowych, uwzględniające nadzór i wzorcowanie mogą być zawarte w umowach zakupu. Jednakże, prowadzący instalację musi uzyskać potwierdzenie na temat niepewności odnoszącej się do danych urządzeń w celu sprawdzenia czy uda się osiągnąć wymagany poziom dokładności.

Dlatego, prowadzący instalację może wybrać czy korzystać będzie z własnych urządzeń pomiarowych czy polegać będzie na urządzeniach pomiarowych wykorzystywanych przez dostawcę. Jednakże rozporządzenie MRR w niewielki sposób preferuje urządzenia pomiarowe prowadzącego instalację: jeżeli prowadzący decyduje się na korzystanie z innych urządzeń pomimo tego, że posiada własne urządzenia do dyspozycji, to musi dostarczyć dowody do właściwego organu wskazujące na to, że urządzenia pomiarowe dostawcy umożliwiają zgodność z co najmniej takim samym poziomem dokładności, dają bardziej rzetelne wyniki i są mniej podatne na ryzyko zawodności systemów kontroli niż metodyka oparta na własnych urządzeniach pomiarowych. Dowodom tym musi towarzyszyć uproszczona ocena niepewności.



Wyjątek od tego dotyczy artykułu 47(4)¹⁰, który zezwala prowadzącemu instalację o niskiej emisji na wyznaczanie ilości paliwa lub materiału, wykorzystując dostępne i udokumentowane rejestry zakupów i szacowane zmiany w zapasach bez porównywania jakości własnych urządzeń pomiarowych z urządzeniami pomiarowymi dostawcy.



W tym dokumencie opisywane są różne sposoby oceny niepewności. Należy pamiętać, że wiele z tych sposobów należy traktować jako uproszczenie w stosunku do pełnej oceny niepewności. Jednakże, żadna z tych uproszczonych ścieżek nie powinna być traktowana jako preferowana. Generalnie prowadzący instalację może zawsze przeprowadzić indywidualną (pełną) ocenę niepewności (proszę zapoznać się z załącznikiem III do tego dokumentu).

3.1.1 Systemy pomiarowe pod kontrolą prowadzącego instalację

3.1.1.1 Główne aspekty

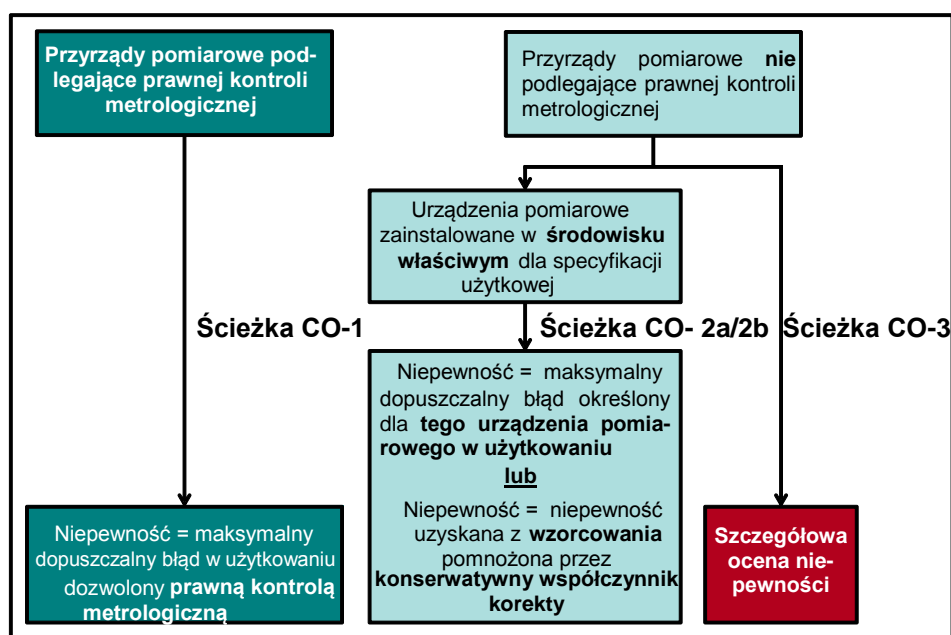


Jeżeli operator wykorzystuje wyniki pomiarów bazując na urządzeniach pomiarowych kontrolowanych przez siebie, musi zapewnić, że poziom niepewności odpowiedniego poziomu dokładności jest spełniony. W konsekwencji potrzebna jest ocena niepewności. Jednakże prowadzący instalacje o niskiej emisji są wyłączni z obowiązku przedstawiania oceny niepewności do właściwego organu, ale nadal mogą potrzebować tego typu oceny na swoje potrzeby na przykład aby wskazać zgodność z konkretnym poziomem dokładności dla danych dotyczących działalności.

¹⁰ Artykuł 47(4): "W drodze odstępstwa od art.27, prowadzący instalację o niskim poziomie emisji może wyznaczyć ilość paliwa lub materiału, wykorzystując dostępne i udokumentowane rejestry zakupów i szacowane zmiany w zapasach. Prowadzący instalację jest również zwolniony z wymogu przedstawiania właściwemu organowi oceny niepewności, o której mowa w art. 28 ust. 2."

Jest wiele źródeł niepewności, w szczególności błędy spowodowane brakiem precyzji (zasadniczo jest to niepewność urządzenia pomiarowego określona przez producenta dla użytkowania w odpowiednim środowisku oraz pod pewnymi warunkami montażu, takimi jak długość prostego rurociągu przed i po przepływomierzu) i brakiem dokładności (np. spowodowane starzeniem się lub korozją urządzenia pomiarowego, co może powodować odchyły w pomiarach). Dlatego rozporządzenie MRR wymaga oceny niepewności, aby wziąć pod uwagę niepewność urządzenia pomiarowego jak również wpływ wzorcowania i innych możliwych czynników. Jednakże, w praktyce tego typu ocena niepewności może okazać się wymagająca i może przekraczać zasoby prowadzącego instalację. Dla dociekliwego badacza ocena niepewności “nigdy się nie kończy”. Zawsze istnieje możliwość uwzględnienia nawet większej ilości źródeł niepewności. Dlatego też, konieczny jest pragmatyzm i skupienie się na najważniejszych parametrach wpływających na niepewność. Rozporządzenie MRR zezwala na kilka pragmatycznych uproszczeń.

Rysunek nr 3 przedstawia różne podejścia do oceny niepewności określone w rozporządzeniu MRR w celu wykazania zgodności z wymogami poziomów dokładności rozporządzenia MRR.



Rysunek nr 3: Dane dotyczące działalności dla metodyk opartych na obliczeniach: metodyki wyznaczania osiągniętej niepewności ("C oznacza metodyki obliczeniowe, "O" oznacza, że przyrządy pomiarowe znajdują się pod kontrolą prowadzącego)

Prowadzący instalację może uprościć ocenę niepewności jeżeli:

- Urządzenie pomiarowe¹¹ podlega prawnej kontroli metrologicznej (**Ścieżka CO-1**). W takim wypadku za całkowitą niepewność można uznać maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu określony w odpowiednich przepisach krajowej prawnej kontroli metrologicznej.
- Urządzenie pomiarowe¹¹ nie podlega prawnej kontroli metrologicznej, ale jest zainstalowane w środowisku odpowiadającym specyfikacji użytkowej. Wówczas prowadzący może założyć, że niepewność w ciągu całego okresu rozliczeniowego wymagana w definicji poziomu dokładności dla danych dotyczących działalności określonych w załączniku II do rozporządzenia MRR jest równa:
 - maksymalnemu błędowi dopuszczalnemu w użytkowaniu (**Ścieżka CO-2a**), lub
 - w przypadku dostępności i gdy jest niższa, niepewności uzyskanej z wzorcowania pomnożonej przez zachowawczy współczynnik korekty odzwierciedlający wpływ niepewności użytkowej (**Ścieżka CO-2b**).

Jeżeli te uproszczenia są niemożliwe do zastosowania lub nie wskazują na spełnianie wymaganych poziomów dokładności wymagana jest szczegółowa ocena niepewności zgodna z **Ścieżka CO-3** i Załącznikiem III. Prowadzący instalację nie ma obowiązku korzystać z uproszczeń. Może zawsze korzystać z Ścieżki CO-3.

3.1.1.2 Wybór metodyki



Prowadzący instalację szukający najprostszej metodyki powinien w pierwszej kolejności sprawdzić czy Ścieżka CO-1 nadaje się do zastosowania tzn. czy urządzenie pomiarowe podlega prawnej kontroli metrologicznej i czy spełniony jest co najmniej wymagany poziom dokładności¹². Jeżeli maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu określony w odpowiednich przepisach prawnej kontroli metrologicznej jest wyższy niż niepewność wymagana w związku z poziomem niepewności, prowadzący instalację może skorzystać z innej, ale mniej uproszczonej metodyki np. Ścieżki CO-2a lub CO-2b. Dopiero kiedy takie podejście nie doprowadzi do osiągnięcia wymaganych rezultatów prowadzący instalację musi przeprowadzić szczegółową ocenę niepewności zgodną z Ścieżką CO-3 i Załącznikiem III.

Którakolwiek ścieżka zostanie wybrana, jej wynikiem musi być solidny dowód wskazujący, że wyznaczona na jej podstawie niepewność spełnia wymagania poziomu dokładności. Jeżeli tak nie jest to prowadzący instalację musi podjąć odpowiednie działania, aby spełnić wymogi rozporządzenia MRR poprzez:

- podjęcie działań naprawczych, np.: instalacja systemu pomiarowego spełniającego wymagania poziomu dokładności, lub

¹¹ Proszę zwrócić uwagę, że pojedyncza forma „urządzenia pomiarowego” jest użyta tutaj w celu uproszczenia. W przypadku wykorzystywania większej ilości urządzeń pomiarowych do wyznaczania danych dotyczących działalności pojedynczego strumienia materiałów wsadowych uproszczenie stosuje się do nich wszystkich. Niepewność odnosząca się do danych dotyczących działalności wyrażonej w wymaganych jednostkach może zostać wyznaczona na podstawie propagacji błędów (zobacz załącznik nr III).

¹² Dla metodyki opartej na obliczeniach art. 26 rozporządzenia MRR definiuje wymagane poziomy dokładności w zależności od kategorii instalacji oraz kategorii strumienia materiałów wsadowych. W celu uzyskania szczegółowych informacji proszę zapoznać się z Wytycznymi nr 1.

- dostarczenie dowodów wskazujących, że osiągnięcie wymaganych poziomów dokładności jest technicznie niewykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów i skorzystanie z następných, niższych poziomów dokładności zgodnie z wynikami oceny niepewności.

3.1.1.3 Uproszczenie ("Ścieżka CO-1")

Urządzenie pomiarowe podlegające prawnej kontroli metrologicznej

Całkowita niepewność = maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu

Uproszczono!

Pierwsze uproszczenie umożliwiające przez rozporządzenie MRR jest najprostsze do stosowania w praktyce: gdy prowadzący instalację zademonstrują satysfakcjonująco właściwemu organowi, że urządzenie pomiarowe podlega prawnej kontroli metrologicznej to maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu (MPES) dopuszczony przez prawną kontrolę metrologiczną może być przyjęty za całkowitą niepewność bez konieczności przedstawiania dodatkowych dowodów¹³. Najbardziej odpowiednim dowodem potwierdzającym podleganie prawnej kontroli metrologicznej jest certyfikat legalizacji urządzenia pomiarowego¹⁴.

Prawna kontrola metrologiczna ma zastosowanie gdy transakcje rynkowe (handel) wymagają odnośników do zaakceptowanych standardów (umożliwiających identyfikację). W ramach prawnej kontroli metrologicznej każdy typ urządzenia pomiarowego jest oceniany poprzez ocenę rezultatów pomiarów uzyskanych z dużej liczby testów.

Generalnie, urządzenia pomiarowe podlegające prawnej kontroli metrologicznej uważane są za bardziej wiarygodne ponieważ ocena urządzenia pomiarowego jest obowiązkowa i urządzenie pomiarowe jest sprawdzane i wzorcowane (wzorcowanie - proszę zapoznać się z Ścieżką CO-2b) przez organ państwowy lub przez odpowiednie jednostki akredytacyjne.



Dodatkowe informacje na temat maksymalnego dopuszczalnego błędu w ramach prawnej kontroli metrologicznej.

*W ramach prawnej kontroli metrologicznej wzorcowanie już uznawane za ważne gdy niepewność uzyskana z procedury wzorcowania jest niższa niż **maksymalny dopuszczalny błąd (MPE) w/podczas weryfikacji**. Termin "w/podczas" weryfikacji" jest terminem metrologicznym i nie należy go mylić z weryfikacją w ramach EU ETS.*

Ponadto uważa się, że urządzenia regularnie użytkowane narażone są na warunki pomiarowe, które mogą mieć wpływ na rezultat pomiarowy. Ten aspekt spowodował ko-

¹³ Filozofia tego podejścia opiera się na tym, że kontrola podejmowana jest nie przez właściwy organ odpowiedzialny za EU ETS, ale przez inną instytucję odpowiedzialną za kwestię związane z kontrolą metrologiczną. W ten sposób unika się podwójnej kontroli i ogranicza się koszty administracyjne.

¹⁴ Artykuł 3 (c) Dyrektywy w sprawie przyrządów pomiarowych (MID) (2004/22/WE) definiuje prawną kontrolę metrologiczną jako kontrolę zadań pomiarowych w dziedzinie zastosowań przyrządów pomiarowych, ze względu na interes społeczny, zdrowie, bezpieczeństwo, ład, ochronę środowiska, nakładanie podatków i cel, ochronę konsumentów oraz uczciwy handel.

nieczność wprowadzenia parametru nazywanego **maksymalnym dopuszczalnym błędem w użytkowaniu** (MPE w użytkowaniu = MPES). Ta wartość reprezentuje wiarygodne oszacowanie niepewności urządzenia pracującego regularnie, podlegającego regularnej prawnej kontroli metrologicznej zgodnej z odpowiednimi przepisami. Określa ona zakres/próg dla uproszczonych kontroli, które mogłyby mieć zastosowanie podczas regularnej pracy i w związku z tym należy ją traktować jako niepewność przypisaną do codziennej pracy urządzeń pomiarowych. Oznacza to, że MPES jest bardziej właściwe do wykorzystania w celu zapewnienia uczciwej wymiany dóbr, czyli celowi nadrzędnemu prawnej kontroli metrologicznej.

Dla niektórych urządzeń pomiarowych maksymalny dopuszczalny błąd “w warunkach znamionowych użytkowania”¹⁵ jest określony w **Dyrektywie w sprawie przyrządów pomiarowych** (2004/22/WE) (MID) lub w **Dyrektywie w sprawie wag nieautomatycznych** (2009/23/WE) (NAWI), które tworzą powszechny rynek urządzeń pomiarowych na terenie państw członkowskich Unii Europejskiej. Maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu podlega legislacji krajowej. Systemy kontroli metrologicznej zwykle stosują współczynnik równy 2, aby przekonwertować maksymalny dopuszczalny błąd w weryfikacji w maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu (MPES). Należy wspomnieć, że ten współczynnik nie jest wyprowadzony z statystyk (w przeciwieństwie do różnicy pomiędzy standardową a rozszerzoną niepewnością), ale pochodzi z ogólnych doświadczeń prawnej metrologii dotyczących urządzeń pomiarowych przechodzących pozytywnie testy zatwierdzania typu¹⁶.

3.1.1.4 Uproszczenie (“Ścieżka CO-2a”)

Uproszczono!

Urządzenie pomiarowe nie podlegające prawnej kontroli metrologicznej, ale zainstalowane w środowisku właściwym dla jego specyfikacji użytkowej.

Całkowita niepewność = maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu

Drugie uproszczenie umożliwiające przez rozporządzenie MRR jest stosowane dla urządzeń pomiarowych, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, ale są zainstalowane w środowisku właściwym dla ich specyfikacji użytkowej.

Dla drugiego okresu ETS, tzw. dokument wytycznych ETSG¹⁷ proponował uproszczone podejście, które zezwalało na oszacowanie wartości całkowitej niepewności danych dotyczących działalności strumienia materiałów wsadowych na podstawie znanych wartości niepewności dla konkretnych typów urządzeń, pod warunkiem, że inne źródła niepewności są w sposób wystarczający ograniczone. Dotyczy to w szczególności sytuacji w których urządzenie pomiarowe zainstalowane jest zgodnie z pewnymi, wymaganymi warunkami. Wytycz-



¹⁵ Załącznik I Dyrektywy w sprawie przyrządów pomiarowych (MID) definiuje: “Warunki znamionowe użytkowania są wartościami wielkości mierzonej oraz wielkości wpływających, stanowiącymi normalne warunki pracy przyrządu”. W związku z tym definicja MPE przedstawiona w Dyrektywie MID odnosi się do MPE w użytkowaniu (MPES). Jednakże, należy zwrócić uwagę, że Dyrektywa MID reguluje wyłącznie wprowadzanie na rynek i zastosowanie w użyciu. Nie reguluje ona żadnych wzorcowań lub konserwacji wykonywanych podczas użytkowania.

¹⁶ Inne wartości dla tego wskaźnika, pochodzące z doświadczeń z różnego rodzaju urządzeniami, są powszechnie stosowane z zakresu 1.25 (np. automatyczne systemy pomiarowe) aż do 2,5 (np. dla urządzeń służących do pomiaru prędkości).

¹⁷ Dokumenty można znaleźć jako załączniki pod następującym adresem

<http://impel.eu/projects/emission-trading-proposals-for-future-development-of-the-eu-ets-phase-ii-beyond>

ne ETSG zawierają listę typów instrumentów oraz warunki ich instalacji, co ułatwia użytkownikowi zastosowanie tego podejścia.

Rozporządzenie MRR uwzględniło podstawę tego podejścia i zezwala prowadzącemu instalację na wykorzystywanie "maksymalnego dopuszczalnego błędu (MPE) w użytkowaniu¹⁸ (MPES)" określonego dla urządzenia pomiarowego jako całkowitej niepewności, pod warunkiem, że urządzenia pomiarowe zainstalowane są w środowisku właściwym dla ich specyfikacji użytkowej. W przypadku braku dostępnych informacji na temat MPES, lub gdy prowadzący instalację może uzyskać lepsze wartości niż wartości standardowe, to można skorzystać z niepewności wyznaczonej na podstawie wzorcowania przemnożonej przez zachowawczy współczynnik korekty w celu uwzględnienia większej niepewności gdy urządzenie jest „w użytkowaniu”. To drugie podejście odpowiada ścieżce CO-2b.

Źródła informacji na temat MPES¹⁹ i właściwych specyfikacji użytkowych nie są określone w rozporządzeniu MRR, co zostawia pewną przestrzeń na elastyczność. Można założyć, że:

- specyfikacja producenta,
- specyfikacja z prawnej kontroli metrologicznej, oraz
- dokumenty wytycznych takie jak wytyczne Komisji Europejskiej²⁰

są odpowiednimi źródłami wiedzy na temat MPES. Niepewności tam przedstawione mogą zostać potraktowane jako całkowita niepewność jedynie wtedy, gdy urządzenia pomiarowe są zainstalowane w środowisku właściwym dla ich specyfikacji użytkowych (uwzględniając spełnienie poniższych kroków od 1 do 4). W tej sytuacji wartości wykorzystane z tych źródeł mogą być traktowane jako reprezentatywne dla MPES i żadne dodatkowe korekty tych wartości niepewności nie są wymagane.

Prowadzący instalację może założyć, że spełnia wymagania rozporządzenia MRR jeżeli przedstawi dowody, że wszystkie wymogi następujących czterech kroków są spełnione:



¹⁸ MPE w użytkowaniu jest znacząco wyższy niż MPE nowego urządzenia. MPE w użytkowaniu jest często wyrażany jako współczynnik pomnożony przez MPE nowego urządzenia.

¹⁹ Proszę zauważyć, że MPE i MPES dla urządzeń objętych prawną kontrolą metrologiczną bazują na doświadczeniach i nie można ich przenosić na pomiary przemysłowe. Te same wartości dla urządzeń nie podlegających prawnej kontroli metrologicznej są wykorzystane wyłącznie w celu uproszczenia.

²⁰ Załącznik nr II do tego dokumentu wytycznych zawiera konserwatywne wartości dla zakresów niepewności popularnych urządzeń pomiarowych i dodatkowe wymagania.



Krok 1: Warunki użytkowania odnoszące się do istotnych parametrów wpływających są dostępne²¹

Specyfikacja producenta dla tego urządzenia pomiarowego zawiera warunki użytkowania, tzn. opis środowiska właściwego dla specyfikacji użytkowej pod względem istotnych parametrów wpływających (np. przepływ, temperatura, ciśnienie, medium itp.) oraz maksymalne dopuszczalne odchyły od tych parametrów wpływających. Alternatywnie, producent mógł zadeklarować, że urządzenie pomiarowe jest zgodne z międzynarodowymi normami (normami CEN lub ISO) lub innymi dokumentami normatywnymi (takimi jak rekomendacje OIML²²), które przedstawiają dopuszczalne warunki użytkowania dotyczące istotnych parametrów wpływających.

Krok 2: Warunki użytkowania odnoszące się do istotnych parametrów wpływających są spełnione.

Prowadzący instalację przedstawia dowody, że warunki użytkowania odnoszące się do istotnych parametrów wpływających są spełnione. W celu udowodnienia prowadzący powinien przygotować listę kontrolną wszystkich istotnych parametrów wpływających (na przykład, zobacz sekcja 8.1, w szczególności Tabela nr 2 i Tabela nr 3) dla poszczególnych urządzeń pomiarowych i porównać dla każdego parametru określony zakres z stosowanym zakresem. Ta lista powinna zostać udostępniona właściwemu organowi jako część oceny niepewności podczas przedkładania nowego lub aktualizacji planu monitorowania.

Rezultatem tego kroku powinna być ocena czy:

- urządzenie pomiarowe jest zainstalowane właściwie,
- urządzenie pomiarowe jest właściwe do mierzenia interesującego nas medium,
- czy nie ma innych czynników, które mogłyby negatywnie wpływać na niepewność urządzenia pomiarowego.

Tylko gdy wszystkie te warunki są spełnione, to można założyć, że MPES pochodzący z odpowiedniego źródła (zobacz powyżej) jest odpowiedni do wykorzystania bez żadnych dodatkowych korekt.

Krok 3: Przeprowadzenie procedur wzorcowań w celu zapewnienia jakości.

Prowadzący przedstawia dowody, że regularne wzorcowanie (wzorcowanie, zobacz ścieżka CO-2b) przeprowadzone jest przez instytucję akredytowaną zgodnie z normą EN ISO/EC 17025 stosującą w stosownych przypadkach normy CEN, ISO lub krajowe. Alternatywnie, jeżeli wzorcowanie przeprowadzone jest przez instytucję nieakredytowaną, prowadzący musi przedstawić odpowiednie dowody (np. certyfikat wzorcowania) i wykazać, że wzorcowanie prze-

²¹ Urządzenia pomiarowe z logo 'CE' są zgodne z istotnymi wymaganiami wymienionymi w Załączniku I do dyrektywy MID. Ten Załącznik wymaga od producenta określenia takich odpowiednich warunków użytkowania. Jeżeli specyfikacja producenta nie zawiera wymagań dla warunków użytkowania dla istotnych parametrów wpływających, prowadzący musi przeprowadzić indywidualną ocenę niepewności (Ścieżka CO-3). Jednakże w prostszych przypadkach wystarczająca mogłaby być ocena ekspercka, w szczególności w przypadku strumieni pomniejszych i de-minimis oraz dla instalacji o niskim poziomie emisji.

²² Dokumenty zawierające specyfikację techniczną przyjęte przez Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML). <http://www.oiml.org/>

prowadzone jest przy wykorzystaniu procedur rekomendowanych przez producenta urządzenia, a jego rezultaty są zgodne z specyfikacją producenta.

Krok 4: Dalsze procedury zapewniania jakości dla pomiarów danych dotyczących działalności.

W ramach artykułu 58(3), prowadzący zobowiązany jest do ustalenia, udokumentowania, wdrożenia i utrzymania różnych procedur pisemnych w celu zapewnienia funkcjonowania efektywnego systemu kontroli, uwzględniającego zapewnienie jakości odpowiednich urządzeń pomiarowych i obchodzenie się z wynikami. W przypadku wdrożenia certyfikowanych systemów zarządzania jakością lub środowiskowych²³, np. EN ISO 9001, EN ISO 14001, EMAS, w celu zapewnienia, że działania kontrolne (wzorcowanie, konserwowanie, nadzorowanie i zarządzanie w przypadku utraty/awarii itp.) są przeprowadzane, rekomenduje się by te systemy obejmowały zapewnienie jakości dla pomiarów danych dotyczących działalności objętych EU ETS.

Dopóki wszystkie z wymaganych czterech kroków nie są spełnione nie można założyć, że MPES uzyskany z odpowiedniego źródła (zobacz wyżej) może być wykorzystany jako niepewność bez dodatkowych działań korekcyjnych. Jednakże całkowita niepewność może być obliczona poprzez kombinację niepewności uzyskanych z odpowiednich źródeł i konserwatywnych oszacowań niepewności odnoszących się do parametrów wywołujących tę niezgodność, np. tempo przepływu częściowo poza normalnym zakresem użytkowania przy pomocy propagacji błędów.

3.1.1.5 Uproszczenie ("Ścieżka CO-2b")

Urządzenie pomiarowe nie podlegające krajowej prawnej kontroli metrologicznej, ale zainstalowane w środowisku właściwym dla specyfikacji użytkowej.

$$\begin{aligned} & \text{Całkowita niepewność} \\ & = \\ & \text{niepewność uzyskana z wzorcowania} \times \text{zachowawczy współczynnik korekty} \end{aligned}$$

Uproszczono!

²³ System kontroli jest zwykle tworzony w instalacji dla innych celów takich jak kontrola jakości lub minimalizacja kosztów. W wielu przypadkach przepływy materiałów i energii mają znaczenie dla innych wewnętrznych systemów raportowania (takich jak kontrole finansowe).

Wzorcowanie²⁴

Przeprowadzanie regularnych wzorcowań jest procesem gdzie metrologia ma zastosowanie do urządzenia pomiarowego i procesem mającym na celu zapewnienie zgodności urządzeń pomiarowych w użytkowaniu ze znaną międzynarodową normą pomiarową. Osiąga się to poprzez wykorzystanie materiałów wzorcujących lub metod, które zapewniają krótki ścieżkę do prześledzenia „prawdziwej wartości” występującej jako norma pomiarowa.

Wzorcowanie, jeżeli jest to możliwe, powinno być przeprowadzane przez akredytowane laboratorium. Odpowiednie procedury wzorcowania i odstępstwa czasowe można znaleźć w specyfikacji producenta, normach udostępnionych przez akredytowane laboratoria itp.²⁵



Przykład: wymagania dla wzorcowania przepływomierza dla płynów nie wodnych [non-aqueous liquids] z statycznym pomiarem start/stop [with static start/stop measurement].

Do celów wzorcowania należy rozpatrzyć następujące aspekty:

- Przepływomierz jest zainstalowany zgodnie z specyfikacją producenta.
- Przepływomierz jak i reszta całego wzorcowanego systemu jest wypełniony w całości i nie występują w nim gazy.
- Przepływomierz pracuje w temperaturze użytkowej.
- Wszystkie ustawienia parametrów, w dostępnym zakresie, powinny być dokumentowane.
- Podczas zerowego przepływu przed i po pomiarze nie stwierdzono sygnału wskazującego na przepływ.
- Warunki wzorcowania (tempo przepływu, temperatura, ciśnienie, typ płynu,...) są w zakresie warunków użytkowania.
- Tempo przepływu jest stabilne.
- Ciśnienie musi być wystarczająco duże aby uniemożliwiło gazyfikację i kawitację²⁶. Gęstość i lepkość ma również wpływ na krzywą wzorcowania. W związku z tym, optymalnie jest wzorcować w tych samych warunkach jak podczas (zakładanego) normalnego użytkowania i wykorzystywać te same, jeżeli są dostępne, lub podobne płyny.
- Tarowanie (“zerowanie”) musi zostać wykonane przed, a nie w czasie serii pomiarowych. Stan płynu (temperatura, ciśnienie) powinno być do-

²⁴ Zobacz również “EA 4/02 - Guidance to Expression of Uncertainty of Measurement in Calibration http://www.european-accreditation.org/Docs/0002_Application%20documents/0002_Application%20documents%20for%20Laboratories%20Series%204/00100_EA-4-02rev01.PDF

²⁵ Zobacz również “International vocabulary of metrology” http://www.bipm.org/utis/common/documents/jcgm/JCGM_200_2008.pdf

NOTA 1 Wzorcowanie może być wyrażone w postaci oświadczenia, funkcji wzorcowania, diagramu wzorcowania, krzywej wzorcowania, lub tabeli wzorcowania. W pewnych przypadkach może zawierać dodatki lub mnożniki korygujące wskazania wraz z towarzyszącą niepewnością pomiarową.

NOTA 2 Wzorcowanie nie powinno być mylone z regulacją systemu pomiarowego, która często mylnie jest nazywaną “samodzielnym wzorcowaniem” ani z [metrologiczną] legalizacją.

²⁶ Kawitacja jest procesem formowania się i natychmiastowej implozji pęcherzyków w płynach, który może się wydarzyć, gdy płyn poddawany jest gwałtownym zmianom ciśnienia np. w turbinach.

kumentowane w momencie zerowania. Zerowanie nie jest wymagane jeżeli sygnał wyjściowy dla zerowego tempa przepływu jest mniejszy niż zakres dla wartości zera podany przez producenta.

Głównym elementem każdej procedury wzorcowania jest porównanie wyników pomiaru z referencyjnym standardem poprzez zastosowanie procedury umożliwiającej wyznaczenie funkcji wzorcowania i niepewności pomiaru. Wynikiem wzorcowania będzie rzetelna ocena funkcji wzorcowania, jej liniowość (jeżeli jest to wymagane) i niepewność pomiarowa. Niepewność uzyskana podczas wzorcowania powinna, w możliwym zakresie, odnosić się do rzeczywiście wykorzystywanego zakresu użytkowania urządzenia pomiarowego. W związku z tym, procedura wzorcowania powinna odzwierciedlać w możliwym zakresie warunki użytkowania w miejscu instalacji przyrządu (tzn. tam gdzie jest w rzeczywistości wykorzystywany).

W wielu przypadkach interesująca nas wielkość mierzona nie jest mierzona bezpośrednio lecz jest raczej obliczana na podstawie innych wartości wejściowych z relacji funkcyjnej, np. przepływ objętościowy (f_v) obliczany jest poprzez mierzenie wkładu w postaci gęstości (ρ) i różnicy ciśnień (Δp) poprzez funkcję $f_v = f_v(\rho, \Delta p)$. Niepewność związana z interesującą nas wielkością mierzona będzie wyznaczana jako kombinacja standardowej niepewności i propagacji błędów²⁷ (zobacz Załącznik III). Dla uzyskania łącznej standardowej niepewności towarzyszącej rezultatom pomiarów należy wziąć pod uwagę (poza niepewnością związaną z wzorcowaniem) udział długoterminowego dryftu i warunki użytkowania gdyż są to również ważne czynniki wpływające.

Rozszerzona niepewność pomiarowa osiągnąta jest przez przemnożenie łącznej standardowej niepewności przez współczynnik rozszerzenia. Ten współczynnik jest często stosowany jako równy 2 dla normalnej dystrybucji danych (dystrybucja Gaussa). Współczynnik równy 2 odpowiada prawdopodobieństwu równemu 95%, że właściwe wartości są uwzględnione (tzn. z 95% przedziałem ufności). Proszę zwrócić uwagę, że ten współczynnik rozszerzenia jest nadal częścią wyrażania niepewności pomiarowej w ramach wzorcowania. Ten współczynnik rozszerzenia nie jest zachowawczym współczynnikiem korekty (zobacz poniżej).

Częstotliwość wzorcowania

W zależności od typu urządzenia pomiarowego i warunków środowiskowych niepewność pomiarowa może z czasem wzrosnąć (dryft). W celu wyznaczenia i ograniczenia wzrostu niepewności związanego z dryftem potrzebne są odpowiednie odstępy czasowe pomiędzy ponownymi wzorcownikami.

W przypadku urządzeń pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej (Ścieżka CO-1) częstotliwość wzorcowań (ponownych wzorcowań) jest określona przez odpowiednie dokumenty prawne.

²⁷ Bardziej właściwym terminem jest "propagacja niepewności" jednakże "propagacja błędów" jest częściej wykorzystywanym.

Dla innych urządzeń pomiarowych odstępy czasowe pomiędzy ponownymi wzorcownikami powinny być wyznaczone na podstawie informacji zawartych w np. specyfikacji producenta lub w innym odpowiednim źródle. Ze względu na to, że wynik każdego wzorcowania umożliwia wyliczenie występującego dryftu, analiza szeregów czasowych poprzednich wzorcowań może również być pomocna podczas wyznaczania odpowiednich odstępów czasowych pomiędzy wzorcownikami. Bazując na tych informacjach prowadzący powinien stosować odpowiednie odstępy czasowe pomiędzy wzorcownikami, podlegające zatwierdzeniu przez właściwy organ.

W każdym przypadku prowadzący musi sprawdzić co rok czy wykorzystywane urządzenie pomiarowe nadal jest zgodne z wymaganym poziomem dokładności (w ramach punktu (b) pierwszego paragrafu artykułu 28).

Praktyka branżowa

Należy zabezpieczyć się przed różnymi sytuacjami w przypadku wzorcowania w warunkach przemysłowych, uwzględniając:

- uproszczenia w przypadkach, które nie spełniają wymagań związanych z wzorcowaniem zgodnie z normami prawnymi.
- pojedyncze testy punktowe lub krótkie sprawdzenia, które mogą zostać stworzone na przykład do sprawdzenia wartości zero i do przeprowadzania codziennego zapewniania jakości, ale które nie odpowiadają pełnemu wzorcowaniu;
- odłożenie w czasie wzorcowania ze względu na pomyślnie sprawdzenia/testy ad-hoc (sugerujące odpowiednie działanie urządzeń pomiarowych) i ze względu na wysokie koszty;
- brak możliwości uwzględnienia rezultatów wzorcowania poprzez wykonanie odpowiednich korekt.

Ponadto, może pojawić się problem, gdy urządzenie nie jest łatwo dostępne do przeprowadzenia wzorcowania np. nie można go odinstalować do sprawdzenia lub wzorcowania podczas działania instalacji i gdy proces nie może być wstrzymany bez dużego zakłócenia w działaniu instalacji lub w bezpieczeństwie dostaw powiązanych z produktem. Występować mogą długie okresy pomiędzy zatrzymaniami procesu produkcyjnego i w takim wypadku okresowe wzorcowania zgodne z krótszym odstępem czasowym mogą być nie wykonalne.

W przypadku, gdy istnieje tylko ograniczona możliwość przeprowadzania wzorcowania, prowadzący musi uzyskać zgodę właściwego organu na zastosowania alternatywnej metodyki, załączając do planu monitorowania odpowiedni dowód dotyczący wykonalności technicznej lub nieracjonalności kosztowej²⁸. Należy wziąć pod uwagę hierarchię²⁹ stosowania różnych norm wymienioną w artykule 32(1).

²⁸ Artykuł 59 (1) akapit 2 rozporządzenia MRR wymaga: "Jeżeli części składowe system pomiarowego nie mogą być wzorcowane, prowadzący instalację lub operator statku powietrznego wskazuje je w planie monitorowania I proponuje alternatywne działania kontrolne".

²⁹ Artykuł 32(1): "Prowadzący instalację zapewnia, aby wszelkie analizy, pobieranie próbek, wzorcowania, I walidację do celów wyznaczania współczynników obliczeniowych były prowadzone z zastosowaniem metod opartych na odpowiednich normach EN. Jeżeli takie normy nie są dostępne, 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

Zachowawczy współczynnik korekty

Aby uwzględnić wszystkie dodatkowe, losowe jak również systematyczne błędy w użytkowaniu należy przemnożyć niepewność uzyskaną z wzorcowania (rozszerzona niepewność, zobacz wyżej) przez **zachowawczy współczynnik korekty**. Prowadzący powinien wyznaczyć ten zachowawczy współczynnik korekty np. bazując na doświadczeniu, podlegający zatwierdzeniu przez właściwy organ. W przypadku braku jakichkolwiek informacji lub doświadczeń rekomenduje się wykorzystanie referencyjnego wskaźnika równego 2 jako pragmatyczne i właściwe podejście. Uzyskany wynik może być wykorzystany jako całkowita niepewność bez żadnych dodatkowych korekcji.

Zachowawczy współczynnik korekty ma zastosowanie jedynie gdy urządzenie pomiarowe stosowane jest zgodnie z specyfikacją użytkownika zgodnie z artykułem 28 (2), ostatnia akapit. W konsekwencji, wymagania opisane dla Ścieżki CO-2a (krok od 1 do 4) muszą być spełnione. Jeżeli te wymagania nie są spełnione ta ścieżka uproszczeń nie może mieć zastosowania i wymagana jest indywidualna ocena niepewności opisana w ramach Ścieżki CO-3 i Załącznika III.

3.1.1.6 Pełna ocena niepewności (“Ścieżka CO-3”)

Pełna ocena niepewności (“Ścieżka CO-3”)

Prowadzący ma zawsze możliwość przeprowadzenia pełnej oceny niepewności np. jeżeli w opinii prowadzącego doprowadzi ona do rzetelniejszych wyników. W takim wypadku, lub gdy nie mają zastosowania żadne ścieżki uproszczeń (Ścieżka CO-1 lub CO-2a/2b) należy przeprowadzić analizę niepewności zgodną z Załącznikiem III.

Należy zwrócić uwagę, że obowiązek przeprowadzenia indywidualnej oceny niepewności nie oznacza, że ocena musi zostać całkowicie zrobiona od podstaw. W wielu przypadkach mają zastosowanie pewne przesłanki dotyczące uproszczeń Ścieżki CO-1 lub CO-2a/2b. W takich przypadkach niepewności uzyskane stamtąd mogą być punktem startowym dla dalszych obliczeń np. poprzez propagację błędów (zobacz Załącznik III, w szczególności sekcja 8.2). Takie podejście prezentuje nie tylko bardziej pragmatyczną i mniej uciążliwą drogę do oceny niepewności dla prowadzącego, ale również w większości przypadków zapewnia bardziej rzetelne wyniki.



Przykład: Prowadzący korzysta z licznika turbinowego podlegającego prawnej kontroli metrologicznej w celu wyznaczania zużycia płynnego strumienia materiałów wsadowych. Ze względu na to, że rozporządzenie MRR wymaga konwersji przepływu objętościowego na przepływ masy prowadzący musi wyznaczyć gęstość płynu. Ze względu na to, że jest to wyznaczane regularnie



najlepszych praktyk przemysłowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.”

przez aerometr nie ma zastosowania żadne uproszczenie, tzn. Ścieżka CO-1 lub Ścieżka CO2a/2b dla strumienia materiałów wsadowych jeżeli jest on wyrażony w tonach. Jednakże, prowadzący może rozsądnie skorzystać z niepewności określonej w odpowiednich krajowych dokumentach prawnej kontroli metrologicznej odnoszących się do wyznaczania zakresu całkowitej niepewności obliczanej przy pomocy propagacji błędów (zobacz sekcja 8.3, w szczególności przykład 7).

3.1.2 Systemy pomiarowe poza kontrolą prowadzącego instalację.

3.1.2.1 Główne aspekty



Prowadzący może korzystać z systemu pomiarowego znajdującego się poza jego kontrolą w celu wyznaczenia danych dotyczących działalności pod warunkiem, że ten system jest zgodny z co najmniej tak samo wysokim poziomem dokładności, zapewnia bardziej wiarygodne wyniki oraz jest mniej podatny na ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej³⁰ niż korzystanie z własnych urządzeń pomiarowych o ile są dostępne. W takich przypadkach dane dotyczące działalności wyznacza się wykorzystując:

- ilości z faktur wystawionych przez kontrahenta lub
- bezpośrednio odczyty z takich systemów pomiarowych.

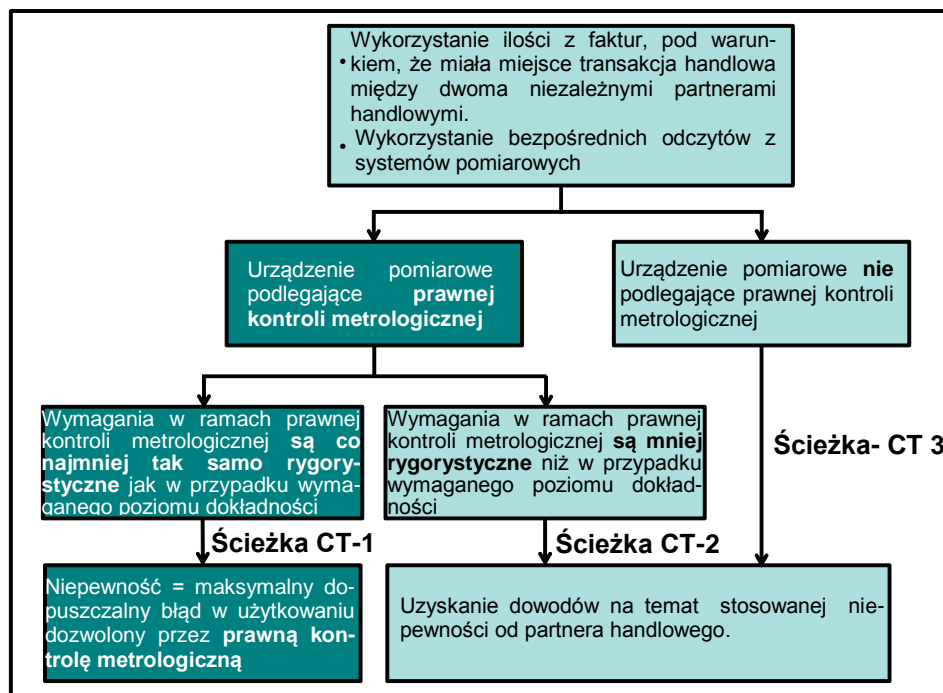
W przypadku wyboru któregośkolwiek z powyższych sposobów wymagane są te same poziomy dokładności dla danych dotyczących działalności jak w przypadku systemów pod kontrolą prowadzącego instalację (zobacz sekcja 3.1.1) Jedyna różnica polega na sposobie przedstawienia tej zgodności i rodzajach uproszczeń, które mogą być zastosowane.

W przypadku faktur będących źródłem danych pierwotnych wykorzystywanych w celu wyznaczania ilości materiału lub paliwa, rozporządzenie MRR wymaga by prowadzący zademonstrował niezależność partnerów handlowych. W zasadzie należy to traktować jako zabezpieczenie w celu zapewnienia, że istniejące faktury są prawidłowe. Bedzie to również wskazówką czy zastosowanie ma prawna kontrola metrologiczna (sekcja 3.1.1, Ścieżka CO-1).

Prószę zwrócić uwagę, że Rozporządzenie MRR zezwala na "hybrydową" opcję: Urządzenie jest poza kontrolą prowadzącego (sekcja 3.1.2), ale odczyty wykorzystywane do monitorowania przeprowadzane są przez prowadzącego. W takim przypadku, właściciel urządzenia pomiarowego odpowiedzialny jest za nadzór, wzorcowanie i regulację urządzenia i ostatecznie za stosowaną wartość niepewności, ale dane na temat ilości materiału lub paliwa są bezpośrednio sprawdzane przez prowadzącego. Taka sytuacja występuje najczęściej w przypadku liczników gazu ziemnego.

³⁰ W celu uzyskania wskazówek dotyczących analizy ryzyka zobacz dokument wytycznych nr 6 (Przepływ danych i działania kontrolne) .

Rysunek 4 przedstawia ścieżki umożliwiające przez rozporządzenie MRR w celu spełnienia wymagań poziomów dokładności w przypadku systemów pomiarowych poza kontrolą prowadzącego.



Rysunek 4: Dane dotyczące działalności dla metodyk obliczeniowych: Metodyki wyznaczania osiągniętej niepewności ("C" oznacza metodykę obliczeniową, "T" oznacza, że urządzenie podlega prawnej kontroli metrologicznej)

Prowadzący może uprościć ocenę niepewności:

- Jeżeli urządzenie pomiarowe podlega prawnej kontroli metrologicznej, maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu określony w odpowiednich krajowych, prawnych dokumentach metrologicznych może być potraktowany jako całkowita niepewność w celu oceny czy spełnione są wymagania poziomu dokładności zgodnie z artykułem 26 (**Ścieżka CT-1**).
- Jeżeli stosowane wymagania w ramach prawnej kontroli metrologicznej są mniej restrykcyjne niż progi niepewności wymaganego poziomu dokładności zgodnie z artykułem 26, prowadzący może uzyskać dowody dotyczące rzeczywistej, stosowanej niepewności od partnera handlowego (**Ścieżka CT-2**).
- Jeżeli urządzenia pomiarowe nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, prowadzący może uzyskać dowody dotyczące niepewności od partnera handlowego (**Ścieżka CT-3**).

Zgodnie z informacjami umieszczonymi w sekcji **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**, prowadzący musi zapewnić, że wymagany poziom dokładności zgodny z artykułem 26 może zostać osiągnięty. Jeżeli nie jest to możliwe wymagane są działania naprawcze albo należy zastosować niższy poziom dokładności, po przedstawieniu dowodów na występowanie nieracjonalnych kosztów lub niewykonalności technicznej (wykorzystanie urządzeń pomiarowych pod kontrolą prowadzącego instalację jeżeli nadal umożliwia to spełnienie co najmniej takiego samego poziomu dokładności, zapewnia bardziej wiarygodne wyniki i jest mniej podatne na ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej).

3.1.2.2 Uproszczenie ("Ścieżka CT-1")

Uproszczono!

Urządzenie pomiarowe partnera handlowego podlega krajowej prawnej kontroli metrologicznej.

Całkowita niepewność = maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu (MPES)

Uproszczenie można zastosować z tych samych powodów i pod tymi samymi warunkami jak w przypadku sekcji 3.1.1.3, Ścieżki CO-1. Prowadzący musi nadal potrafić zademonstrować, że urządzenie pomiarowe partnera handlowego jest zgodne z co najmniej takim samym poziomem dokładności jak dostępne urządzenie pomiarowe pod kontrolą prowadzącego i, że zapewnia bardziej wiarygodne wyniki i, że jest mniej podatne na ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej.

3.1.2.3 "Uproszczenie CT-2"

Prowadzący musi uzyskać dowody na temat stosowanej niepewności od partnera handlowego odpowiedzialnego za system pomiarowy.

Jeżeli stosowane wymagania w ramach krajowej prawnej kontroli metrologicznej są mniej rygorystyczne niż wymagania poziomu dokładności zgodnie z artykułem 26, prowadzący musi uzyskać dowody na temat spełniania wymaganego poziomu dokładności od partnera handlowego. Prowadzący musi potrafić zademonstrować, że urządzenie pomiarowe partnera handlowego jest zgodne z co najmniej takim samym poziomem dokładności jak dostępne urządzenie pomiarowe pod kontrolą prowadzącego i, że zapewnia bardziej wiarygodne wyniki i, że jest mniej podatne na ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej.

Może to również bazować na ocenie niepewności opisanej w Załączniku III przy wykorzystaniu informacji na temat urządzeń pomiarowych uzyskanych od partnera handlowego. Proszę zapoznać się również z informacjami przedstawionymi w ramach Ścieżki CO-3 (sekcja 3.1.1.6)

3.1.2.4 "Ścieżka CT-3"

Prowadzący musi uzyskać dowody na temat stosowanej niepewności od partnera handlowego odpowiedzialnego za system pomiarowy.

Ta ścieżka jest podobna do Ścieżki CT-2 opisanej powyżej. W takim przypadku jeżeli transakcja nie jest przedmiotem krajowej prawnej kontroli metrologicznej, prowadzący musi uzyskać dowody od partnera handlowego, że wymagany poziom dokładności zgodnie z artykułem 26 jest spełniony. Prowadzący musi potrafić zademonstrować, że urządzenie pomiarowe partnera handlowego jest zgodne z co najmniej takim samym poziomem dokładności jak dostępne urządzenie pomiarowe pod kontrolą prowadzącego i, że zapewnia bardziej wiarygodne wyniki i, że jest mniej podatne na ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej

Może to również bazować na ocenie niepewności opisanej w Załączniku III przy wykorzystaniu informacji na temat urządzeń pomiarowych uzyskanych od partnera handlowego. Proszę zapoznać się również z informacjami przedstawionymi w ramach Ścieżki CO-3 (sekcja 3.1.1.6)

3.2 Współczynniki obliczeniowe

W przeciwieństwie do poziomów dokładności dla danych dotyczących działalności poziomy dokładności dla współczynników obliczeniowych³¹ nie bazują na spełnianiu zakresów niepewności, ale na wyznaczaniu uwzględniającym wartości referencyjne lub wartości uzyskane z analiz laboratoryjnych. Jednakże, wyznaczanie opierające się na analizach laboratoryjnych połączone jest z wymaganą częstotliwością analiz (artykuł 35) i jedna opcja umożliwiająca wyznaczenie wymaganych częstotliwości wyrażona jest w kategoriach "niepewności" odnoszącej się do częstotliwości analiz. Artykuł 35 (2) określa:

"Właściwy organ może również zezwolić prowadzącemu instalację na zastosowanie innej częstotliwości niż ta, o której mowa w ust. 1, jeśli minimalne częstotliwość 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..."*

Należy zwrócić uwagę, że ocena niepewności wymagana w tym przypadku ma inny charakter i jej szczegóły wykraczają poza zakres tego dokumentu. To zagadnienie omówione jest szczegółowo w dokumencie wytycznych nr 5 "Wytyczne dotyczące pobierania próbek i analiz" (sekcja 1.3).



³¹ Rozporządzenie MRR definiuje w Artykule 3(7): „współczynniki obliczeniowe” oznaczają wartość opałową, współczynnik emisji, wstępny współczynnik emisji, współczynnik utleniania, współczynnik konwersji, zawartość węgla pierwiastkowego lub frakcję biomasy.

4 NIEPEWNOŚĆ W PRZYPADKU METODYK OPARTYCH NA POMIARACH

Dla metodyk opartych na pomiarach uwzględniając monitorowanie N₂O, Załącznik I rozporządzenia MRR wymaga listy wszystkich istotnych urządzeń ze wskazaniem częstotliwości pomiarów, zakresu użytkowania i niepewności. Rozporządzenie MRR nie wymienia żadnych okoliczności w ramach, których stosuje się uproszczenia w wyznaczaniu niepewności, jak w przypadku metod opartych na obliczeniach.

Jednakże, artykuł 42 wymaga by wszystkie pomiary były wykonywane na podstawie następujących norm:

- EN 14181 Emisje ze źródeł stacjonarnych – Zapewnienie jakości zautomatyzowanych systemów pomiarowych,
- EN 15259 Jakość powietrza – Pomiary emisji ze źródeł stacjonarnych – wymagania dotyczące odcinków pomiarowych i miejsc pomiaru, celu i planu pomiaru oraz sprawozdania z pomiaru,
- i inne odpowiednie normy EN.

Norma EN 14181 na przykład zawiera informację na temat procedur zapewnienia jakości (QAL 2 i 3) w celu minimalizacji niepewności jak również wskazówki w jaki sposób wyznaczyć samą niepewność. Dla QAL 1 wskazówki można znaleźć w normie EN ISO 14956 jakość powietrza – Ocena przydatności procedur pomiarowych w porównaniu z wymaganymi niepewnościami pomiarowymi.

Artykuł 42 stwierdza dalej: *“Jeżeli takie normy są niedostępne, stosuje się metody oparte na odpowiednich normach ISO, normach opublikowanych przez Komisję lub normach krajowych. Jeżeli nie istnieją żadne opublikowane właściwe normy, stosuje się odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk przemysłowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.*

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

W przypadku, gdy odpowiednie normy lub wytyczne nie zawierają informacji na temat wyznaczania niepewności, pewne elementy wyznaczania mogą pochodzić z Załącznika III.

5 NIEPEWNOŚĆ W PRZYPADKU METODYKI REZERWOWEJ

Prowadzący może zastosować metodykę rezerwową tzn. metodykę monitorowania nie bazującą na poziomach dokładności, dla wybranych strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji pod warunkiem, że wszystkie następujące warunki są spełnione:

- zastosowanie co najmniej poziomu dokładności 1 w ramach metodyki opartej na obliczeniach w odniesieniu do jednego lub większej liczby głównych strumieni materiałów wsadowych bądź pomniejszych strumieni materiałów wsadowych oraz metodyki opartej na pomiarach w odniesieniu do co najmniej jednego źródła emisji związanego z tymi samymi strumieniami materiałów wsadowych nie jest technicznie wykonalne lub pociągałoby za sobą nieracjonalne koszty;
- prowadzący instalację co roku ocenia i określa liczbowo niepewność wszystkich parametrów stosowanych do wyznaczania rocznej wielkości emisji zgodnie z wytyczną ISO dotyczącą wyrażania niepewności pomiarowych (JCGM 100:2008)³² lub z inną równoważną, uznaną na całym świecie normą i uwzględnia wyniki w rocznym raporcie na temat wielkości emisji.
- prowadzący instalację wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że w razie zastosowania takiej rezerwowej metodyki monitorowania progi całkowitej niepewności w odniesieniu do rocznego poziomu emisji gazów cieplarnianych dotyczącego całej instalacji nie przekraczają:
 - 7.5% w przypadku instalacji kategorii A,
 - 5.0% w przypadku instalacji kategorii B i
 - 2.5% w przypadku instalacji kategorii C.

Dodatkowe wskazówki dotyczące oceny niepewności można znaleźć w Załączniku III, w szczególności w sekcji 8.4.

³² (JCGM 100:2008) Ocena danych pomiarowych – Przewodnik dotyczący wyrażania niepewności w pomiarach (GUM): <http://www.bipm.org/en/publications/guides/gum.html>

6 ZAŁĄCZNIK I: SKRÓTY I AKTY PRAWNE

6.1 Skróty

EU ETS.....	wspólnotowy system handlu emisjami
MRV	monitorowanie, raportowania, weryfikacja
MRG 2007 ..	wytyczne do monitorowania i raportowania
MRR.....	rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania (Rozporządzenie MRR)
MID	dyrektywa w sprawie przyrządów pomiarowych (MID 2004/22/WE)
MP	plan monitorowania
CA	właściwy organ
NLMC.....	krajowa prawna kontrola metrologiczna
ETSG	grupa wsparcia ETS (grupa ekspertów ETS działająca w ramach sieci, która przygotowała istotne wskazówki dotyczące stosowania wytycznych MRG 2007)
CEMS	systemy ciągłego pomiaru emisji
MPE	maksymalny dopuszczalny błąd (sformułowanie wykorzystywane często w ramach krajowej prawnej kontroli metrologicznej)
MPES.....	maksymalny dopuszczalny błąd w użytkowaniu (sformułowanie wykorzystywane często w ramach krajowej prawnej kontroli metrologicznej)
MS	państwa członkowskie
GUM	ISO Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (JCGM 100:2008), do pobrania z http://www.bipm.org/en/publications/guides/gum.html .

6.2 Akty prawne

Dyrektywa EU ETS: Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE; zmieniona ostatnio dyrektywą 2009/29/WE. Wersja skonsolidowana do pobrania: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2003L0087:20090625:PL:PDF>

Rozporządzenie MRR: 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. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:PL:PDF>

Rozporządzenie AVR: Rozporządzenie Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. 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. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0001:0029:PL:PDF>

MRG 2007: Decyzja Komisji nr 2007/589/WE z dnia 18 lipca 2007 r. ustanawiająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Udostępniona do pobrania wersja skonsolidowana zawiera wszystkie zmiany MRG dla działań emitujących N₂O, działania aktywizujące, pozyskiwanie, transport rurociągami oraz magazynowanie geologiczne CO₂, oraz w odniesieniu do działań i gazów cieplarnianych uwzględnionych od roku 2013. Do pobrania: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2007D0589:20110921:PL:PDF>

7 ZAŁĄCZNIK II: KONSERWATYWNE NIEPEWNOŚCI POMIAROWE DLA NAJPOPULARNIEJSZYCH URZĄDZEŃ POMIAROWYCH

Następujące tabele zawierają przegląd konserwatywnych niepewności pomiarowych dla określonych kategorii popularnych urządzeń pomiarowych.

Wartości niepewności i dodatkowe warunki zaprezentowane w tabeli powinny być brane pod uwagę wyłącznie gdy nie są dostępne bardziej dokładne informacje od producenta urządzenia pomiarowego, lub z dokumentów normatywnych takich jak dokumenty publikowane przez OIML³³. Dodatkowo, te wartości niepewności należy brać pod uwagę tylko jeżeli kroki od 1 do 4 (zobacz sekcja 3.1.1.4) są spełnione. W innym przypadku Ścieżka CO-2a nie ma zastosowania. Dla urządzeń pomiarowych odpowiednich dla gazów i płynów odpowiednimi dokumentami OIML są R137 i R117. W przypadku urządzeń pomiarowych dla paliw stałych dokument R76 jest odpowiednim źródłem.

Proszę również zwrócić uwagę, że dla każdego urządzenia zalecane są okresy między ponownymi wzorcowaniami. Wskazuje to, że po każdym wzorcowaniu wymagania dotyczące stosowania Ścieżki CO-2b (sekcja 3.1.1.5) mogą być spełnione i mogą dostarczać bardziej rzetelnych wyników. Ta opcja powinna zawsze być brana pod uwagę przed zastosowaniem wartości standardowych wymienionych poniżej.

Uproszczono!

Przepływomierz rotacyjny (Rotor meter)
Medium: gaz Odpowiednie normy: EN 12480:2002+A1:2006 Niepewność dla 0-20% zakresu pomiarowego: 3% Niepewność dla 20-100% zakresu pomiarowego: 1.5% Warunki: <ul style="list-style-type: none">- raz na 10 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja- coroczne sprawdzenie poziomu oleju w zbiorniku oleju- stosowanie filtrów dla zanieczyszczonych gazów- cykl życia 25 lat
Medium: płyn Niepewność dla 0-10% zakresu pomiarowego: 1% Niepewność dla 10-100% zakresu pomiarowego: 0.5%

³³ Dokumenty zawierające specyfikację techniczną przyjęte przez Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML). <http://www.oiml.org/>

Warunki:

- raz na 5 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja (lub wcześniej, jeżeli przepływ płynów przez 3500 godzin × maksymalny zakres licznika przepłynął przez licznik)
- coroczna konserwacja zgodna z instrukcjami producenta/ ogólnymi instrukcjami pomiarowymi
- cykl życia 25 lat

Przepływomierz turbinowy (Turbine meter)

Medium: gaz

Odpowiednie normy: EN 12261:2002 + A1:2006

Niepewność dla 0-20% zakresu pomiarowego: 3 %

Niepewność dla 20-100% zakresu pomiarowego: 1,5%

Warunki:

- raz na 5 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja
- coroczna inspekcja wizualna
- raz na 3 miesiące smarowanie łożysk (nie w przypadku stale nasmarowanych łożysk)
- stosowanie filtrów dla zanieczyszczonych gazów
- brak pulsacyjnych strumieni gazów
- cykl życia 25 lat
- nie przeładowywać na dłużej niż 30 minut > do 120% maksymalnego zakresu pomiarowego

Medium: płyn

Niepewność dla 10-100% zakresu pomiarowego: 0.5%

Warunki:

- raz na 5 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja
- raz na 3 miesiące smarowanie łożysk (nie w przypadku stale nasmarowanych łożysk)
- stosowanie filtrów dla zanieczyszczonych gazów
- cykl życia 25 lat
- nie przeładowywać na dłużej niż 30 minut > do 120% maksymalnego zakresu pomiarowego

Przepływomierz miechowy/przeponowy (Bellows meter / diaphragm meter)

Medium: gaz

Odpowiednie normy: EN 1359:1998 + A1:2006

Niepewność dla 0-20% zakresu pomiarowego: 7.5%

Niepewność dla 20-100% zakresu pomiarowego: 4.5%

Warunki:

- raz na 10 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja
- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólną instrukcją pomiarową
- cykl życia 25 lat

Przepływomierz kryzowy (Orifice meter)

Medium: gaz i płyn

Odpowiednie normy: EN ISO 5167

Niepewność dla 20-100% zakresu pomiarowego: 3%

Warunki:

- coroczne wzorcowanie przenośnika ciśnienia
- raz na 5 lat wzorcowanie przepływomierza kryzowego
- coroczna inspekcja ścierania kryzy i zanieczyszczeń;
- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólna instrukcją pomiarową
- cykl życia 30 lat
- nie stosowanie gazów i płynów powodujących korozję

Wskazówki dla zabudowania w kryzie, jeżeli nie jest wskazane inaczej przez producenta: co najmniej 50D swobodnej długości wkładu przepływowego przed kryzą i 25D za kryzą; płaska powierzchnia wewnętrzna ścianki.

Przepływomierz/prędkościomierz Venturiego /sonda zwężkowa/ Venturi meter

Medium: gaz i płyn

Odpowiednie normy: EN ISO 5167

Gaz: Niepewność dla 20-100% zakresu pomiarowego: 2%

Płyn: Niepewność dla 20-100% zakresu pomiarowego: 1,5%

Warunki:

- coroczne wzorcowanie przenośnika ciśnienia
- raz na 5 lat wzorcowanie całego urządzenia pomiarowego
- coroczna inspekcja wizualna
- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólna instrukcją pomiarową
- cykl życia 30 lat

- nie stosowanie gazów i płynów powodujących korozję

Przepływomierz ultradźwiękowy/ Ultrasonic meter
Medium: gaz i płyn
Odpowiednie normy: ISO 17089-1:2010
Gaz: Niepewność dla 1-100% zakresu pomiarowego: 2%
Gaz (zacisk włączony): Niepewność dla 1-100% zakresu pomiarowego: 4%
Płyn: Niepewność dla 1-100% maksymalnego zakresu pomiarowego: 3%
Warunki:
<ul style="list-style-type: none">- raz na 5 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja- coroczna inspekcja połączenia pomiędzy przetwornikiem a ścianą tuby. Jeżeli nie ma wystarczającego kontaktu zamontowanie przetwornika musi zostać zastąpione zgodnie z specyfikacją producenta- coroczna inspekcja korozji ściany- coroczna inspekcja przetworników- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólną instrukcją pomiarową- cykl życia 15 lat- brak zakłóceń w częstotliwościach- skład medium jest znany
Wskazówki do budowania przepływomierza ultradźwiękowego, jeżeli nie jest wskazane inaczej przez producenta: co najmniej 10D swobodnych długości wkładu przepływowego przed przepływomierzem i 5D za przepływomierzem.

Przepływomierz wirowy (Vortex meter)
Medium: gaz
Gaz: Niepewność dla 10-100% zakresu pomiarowego: 2,5%
Płyn: Niepewność dla 10-100% zakresu pomiarowego: 2%
Warunki:
<ul style="list-style-type: none">- raz na 5 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja- coroczna inspekcja czujników- coroczna inspekcja ciała o kształcie nieopływowym (przegrody)

- coroczna inspekcja korozji ściany
- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólna instrukcją pomiarową
- cykl życia 10 lat
- ustawienie jest wolne od wibracji
- unikać skoków ciśnienia

Wskazówki do budowania przepływomierza wirowego, jeżeli nie jest wskazane inaczej przez producenta: co najmniej 15D swobodnej długości wkładu przepływowego przez przepływomierzem i 5D po przepływomierzu.

Przepływomierz Coriolisa (Coriolis meter)

Medium: gaz i płyn

Gaz: Niepewność dla 10-100% zakresu pomiarowego: 1,5%

Płyn: Niepewność dla 10-100% zakresu pomiarowego: 1%

Warunki:

- raz na 3 lata przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja
- instalacja bez naprężeń
- co miesięczna kontrola regulacji punktu zero
- coroczne sprawdzenie korozji i abrazji
- coroczne sprawdzenie sensorów i przekaźników
- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólna instrukcją pomiarową
- cykl życia 10 lat

Przepływomierz owalno kołowy (Oval gear meter)

Medium: płyn

Niepewność dla 5-100% zakresu pomiarowego: 1%

Warunki:

- płyny lepkie (oleje): Raz na 5 lat przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja
- płyny rzadkie: Raz na 2 lata przeczyszczenie, ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja
- coroczna inspekcja ścierania
- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólna instrukcją pomiarową
- cykl życia 30 lat

Przyrząd do elektronicznej konwersji objętości [Electronic Volume Conversion Instrument] (EVCI)

Medium: gaz

Odpowiednie normy: EN 12405-1:2005+A1:2006

Niepewność dla 0,95 – 11 bar i -10 – 40°C: 1%

Warunki:

- raz na 4 lata ponowne wzorcowanie i jeżeli zachodzi taka potrzeba regulacja
- wymiana baterii (częstotliwość zależy od instrukcji producenta)
- coroczna konserwacja zgodnie z instrukcją producenta/ogólna instrukcją pomiarową
- cykl życia 10 lat

8 ZAŁĄCZNIK III: PEŁNA OCENA NIEPEWNOŚCI DLA STRUMIENI MATERIAŁÓW WSADOWYCH

8.1 Wstęp

Ten załącznik dostarcza informacji na temat ogólnego podejścia do oceny niepewności jeżeli nie ma zastosowania żadne uproszczenie. W celu uzyskania dalszych informacji należy zapoznać się z GUM (Guide to the expression of uncertainty in measurement).

Zasadniczo ocena niepewności powinna obejmować

- określoną niepewność stosowanego urządzenia pomiarowego,
- niepewność związaną z kalibracją i
- wszelką dodatkową niepewność związaną ze sposobem użycia przyrządów pomiarowych w praktyce.

Jeżeli dodatkowe pomiary takie jak pomiary ciśnienia lub temperatury są wymagane, niepewność związana z tymi pomiarami musi również zostać uwzględniona. Jeżeli informacje na temat niepewności od producenta nie mogą być zastosowane, prowadzący musi uzasadnić i ocenić, że odstępstwa od specyfikacji nie wpływają na niepewność. Jeżeli jest to niemożliwe prowadzący musi przeprowadzić konserwatywne i uzasadnione oszacowanie niepewności. Możliwe czynniki wpływające na niepewność obejmują:



- odchyły od zakresu pracy urządzenia,
- różne niepewności w zależności od wkładu lub natężenia przepływu,
- warunki atmosferyczne (wiatr, zmiany temperatury, wilgotność, substancje korodujące),
- warunki użytkowania (adhezja, zmienność gęstości i lepkości, nieregularne natężenie przepływu, niejednorodność),
- warunki zainstalowania (wzniesienia, nachylenie, wibracje, falowanie),
- wykorzystywanie urządzenia do substancji innych niż zostało to zaprojektowane,
- przerwy między wzorcownikami,
- długookresowa stabilność.

Ogólną uwagę należy zwrócić na najbardziej znaczące parametry takie jak **temperatura, ciśnienie(różnice), natężenie przepływu, lepkość** itp. w zależności od zastosowania. Znaczące wpływy na niepewność powinny być wzięte pod uwagę i ocenione. Niepewność może być obliczona przy użyciu odpowiedniego wzoru na propagację błędów. Kilka przykładów na obliczanie określonych niepewności podano w tym załączniku.

Tabela 2 przedstawia listę różnych parametrów wpływających, które mogą mieć zastosowanie dla oceny niepewności. Nie jest ona kompletna, jednakże w wielu przypadkach pewne elementy mogą nie być brane pod uwagę ponieważ prawdopodobnie mają minimalny wpływ na rezultat. Może być ona traktowana jako punkt wyjścia podczas przeprowadzania analizy ryzyka w stosunku do niepewności danych dotyczących działalności i umożliwia skupienie się na najważniejszej

szych parametrach wpływających. Tabela 3 przedstawia parametry wpływające dla kilku urządzeń pomiarowych.

Tabela 2: Parametry wpływające na wyznaczanie danych dotyczących działalności.

	Gazowe strumienie materiałów wsadowych	Płynne strumienie materiałów wsadowych	Stale strumienie materiałów wsadowych
Parametry wpływające związane z urządzeniem i jego instalacją	turbulencje w strumieniu gazu powstające w wyniku dochodzenia do temperatury środowiska długoterminowe zachowanie (częstotliwość wzorcowań i nadzoru) dopuszczalne zakresy pomiarowe pola elektromagnetyczne	turbulencje w strumieniach płynnych, wydzielanie się pęcherzyków w rozpuszczonych gazach temperatura środowiska długoterminowe zachowanie (częstotliwość wzorcowań i nadzoru) dopuszczalne zakresy pomiarowe pola elektromagnetyczne zdolność składowania i monitorowanie zmiany faz	wystawienie na wiatr i radiację temperatura środowiska długoterminowe zachowanie (częstotliwość wzorcowań i nadzoru) pozycja na skali pola elektromagnetyczne zdolność składowania/objętość, pojemność nachylenie wag przenośnikowych zachowanie podczas uruchomienia i zamknięcia dopuszczalne zakresy pomiarowe zdolność składowania i monitorowanie wibracje
Parametry wpływające związane z mierzonym medium	temperatura ciśnienie współczynnik kompresji punkt rosy (tylko dla niektórych gazów) korozyjność	temperatura gęstość lepkość punkt zagotowania lub rozpuszczania (dla rzadkich okoliczności) korozyjność	czystość / wilgotność dostępność do wagi netto (tzn. opakowanie) operowanie medium wpływ suszenia gęstość charakterystyka strumienia (tzn. zależność od wielkości grudki) przylepność punkt topienia (dla rzadkich okoliczności)

Tabela 3: Parametry wpływające urządzeń pomiarowych i sposób ich walidacji/ograniczania

Mierzenie gazów i płynów		
<i>Urządzenie pomiarowe</i>	<i>Parametr wpływający</i>	<i>Sposób walidacji/ ograniczania</i>
Przepływomierz turbinowy	przepływ przerywany, pulsacyjny	odpowiednie parametry użytkowania, unikanie pulsacji, np. poprzez wykorzystywanie urządzeń kontrolnych
Przepływomierz miechowy	odpowiednie wyznaczenie temperatury i ciśnienia	wykorzystanie elektronicznego urządzenia do konwersji wartości EVCI
Przepływomierz kryzowy, Venturiego	uszkodzenia, chropowatość rury, stabilność detektorów zmiany ciśnienia	zgodność z wymogami EN ISO 5167
Przepływomierz ultradźwiękowy	intensywny hałas	ograniczenie hałasu
Przepływomierz wirowy	pulsacja	unikanie pulsacji
Przepływomierz Coriolisa	naprężenie, wibracje	wbudowane stabilizatory napięcia
Przepływomierz owalno kołowy	rezonans, zanieczyszczenie	amortyzatory, filtry
Mierzenie substancji stałych		
<i>Urządzenie pomiarowe</i>	<i>Parametr wpływający</i>	<i>Sposób walidacji/ ograniczania</i>
Waga przenośnikowa/ taśmowa	przywieranie, ślizganie jeżeli taśma jest pochyla	wykorzystywanie taśm horyzontalnych
Waga samochodowa	przywieranie	tarowanie/ zerowanie po każdym pomiarze
Waga kolejowa	ważony obiekt nie mieści się na wadze	należy wykorzystywać odpowiednio duże wagi

Waga zsypowa/zbiornikowa, waga samochodów ciężarowych, waga dźwigowa	wiatr	należy wykorzystywać zasłony przeciwwiatrowe
--	-------	--

8.2 Prawa propagacji błędów.

W wielu przypadkach wielkość mierzona która nas interesuje nie jest mierzona wprost ale jest raczej wyliczana z innych wielkości mierzonych przy pomocy relacji funkcji, np. przepływ wolumetryczny (f_V) jest obliczany poprzez mierzenie wkładów jak gęstość (ρ) i różnica ciśnień (Δp) poprzez funkcję $f_V = f_V(\rho, \Delta p)$. Niepewność związana z wielkością mierzoną, która nas interesuje będzie wyznaczana jako kombinacja standardowej niepewności poprzez propagację błędów.

W przypadku wejściowych wielkości należy wprowadzić rozróżnienie między:

- nieskorelowanymi (niezależnymi) wielkościami wejściowymi i
- skorelowanymi (współzależnymi) wielkościami wejściowymi.

Jeżeli prowadzący wykorzystuje różne urządzenia pomiarowe do wyznaczania danych dotyczących działalności dla części strumienia paliw, towarzyszące temu niepewności powinny być uznane jako nieskorelowane.



Przykład: Pomiar przepływu gazu jest przekonwertowany z m^3 do Nm^3 poprzez uwzględnienie temperatury i ciśnienia, które są mierzone przez oddzielne urządzenia pomiarowe. Te parametry mogą być generalnie potraktowane jako nieskorelowane (zobacz sekcja 8.2.1).

Przykład: Roczne zużycie węgla w elektrowni opalanej węglem wyznaczone jest przy pomocy ważenia dostaw dostarczonych w ciągu roku na tej samej wadze przenośnikowej. Ze względu na efekt odchyłu (dryftu) podczas działania urządzenia w praktyce i ze względu na niepewności związane z wzorcowaniem wag przenośnikowej, niepewności powiązana z rezultatami ważenia są skorelowana (zobacz sekcja 8.2.2).

Jednakże, to założenie powinno być oceniane ostrożnie dla każdego przypadku ponieważ mogą występować istotne korelacje pomiędzy dwoma wielkościami wsadowymi jeżeli wykorzystywane jest to samo urządzenie pomiarowe, fizyczny standard pomiarowy lub referencyjna podstawa odniesienia posiada istotną standardową niepewność.

8.2.1 Nieskorelowane wartości wejściowe

Jeżeli nieskorelowane wartości wejściowe X_1, \dots, X_n wykorzystywane są do obliczenia wielkości mierzonej $Y = Y(X_1, \dots, X_n)$ niepewność Y może być wyznaczona przy pomocy:

$$U_Y = \sqrt{\left(\frac{\partial Y}{\partial X_1} \cdot U_{X_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_2} \cdot U_{X_2}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_n} \cdot U_{X_n}\right)^2} \quad (1)$$

gdzie:

U_Y niepewność (wartość absolutna) wartości mierzonej Y

U_{X_i} niepewność (wartość absolutna) wartości wejściowej X_i

Przykład 1: Nieskorelowane wartości wejściowe

$Y=Y(X_1, X_2)$ jest zdefiniowane przy pomocy następującej funkcji:

$$Y = X_1 \cdot X_2$$

Pochodna cząstkowa to:

$$\frac{\partial Y}{\partial X_1} = X_2 \quad \frac{\partial Y}{\partial X_2} = X_1$$

Absolutna niepewność wyznaczana jest przez :

$$U_{Y_i} = \sqrt{(X_2 \cdot U_{X_1})^2 + (X_1 \cdot U_{X_2})^2}$$

gdzie:

U_Y absolutna niepewność wartości mierzonej Y

U_{X_i} absolutna niepewność wartości wejściowej X_i

Względna niepewność wyznaczana jest przez:

$$\frac{U_Y}{Y} = u_Y = \sqrt{\frac{(X_2 \cdot U_{X_1})^2 + (X_1 \cdot U_{X_2})^2}{X_1^2 \cdot X_2^2}} = \sqrt{\left(\frac{U_{X_1}}{X_1}\right)^2 + \left(\frac{U_{X_2}}{X_2}\right)^2} = \sqrt{u_{X_1}^2 + u_{X_2}^2}$$

gdzie:

u_Y względna niepewność wartości mierzonej Y

u_{X_i} względna niepewność wartości wejściowej X_i

Kwadrat względnej niepewności wartości mierzonej jest w prosty sposób wyznaczony jako suma kwadratów względnej niepewności wartości wejściowych.



Przykład 2: Niezależne niepewności sumy

Kocioł parowy do produkcji pary procesowej wykorzystuje gaz jako paliwo. Wykorzystywany gaz grzewczy dostarczany jest do kotła przy pomocy dziesięciu różnych rurociągów. Ilość gazu wyznaczana jest przez dziesięć standardowych



kryz pomiarowych (orifice plater) zgodnie z EN ISO 5167. Niepewność związana z wyznaczeniem rocznego zużycia gazu (niepewność sumy) dla kotła parowego obliczana jest na podstawie następującego wzoru:

$$u_{\text{całkowi}} = \frac{\sqrt{(U_1)^2 + (U_2)^2 + \dots + (U_{10})^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_{10}|}$$

gdzie:

$U_{\text{całkowita}}$ całkowita (względna) niepewność związana z wyznaczaniem gazu

U_iniepewność (wartość absolutna) indywidualnej, standardowej kryzy pomiarowej

x_i ilość gazu grzewczego, która jest mierzona rocznie przez różne kryzy pomiarowe



Przykład 3: Niezależne niepewności produktu

Instalacja do produkcji prądu elektrycznego i energii cieplnej z wieloma kotłami opalana jest wyłącznie przy pomocy gazu naturalnego. Roczna ilość zużycia wyznaczana jest przez system pomiarowy na centralnej stacji transferowej (przed dystrybucją do poszczególnych kotłów) składający się z przepływomierza turbinowego, oddzielnego pomiaru ciśnienia i oddzielnego pomiaru temperatury. Przepływomierz turbinowy wyznacza tempo przepływu w warunkach użytkowania.

Dla raportowania emisji znaczenie ma standardowa objętość gazu naturalnego. W celu konwersji użytkowanych m^3 na standardowe m^3 , należy uwzględnić pomiary ciśnienia i temperatury. W związku z tym niepewność związana z wyznaczaniem gazu naturalnego w standardowych m^3 (niepewność produktu) wyznaczana jest przy pomocy następującego wzoru:

$$u_{\text{całkowi}} = \sqrt{u_V^2 + u_T^2 + u_P^2}$$

gdzie:

$U_{\text{całkowita}}$ całkowita (względna) niepewność związana z wyznaczaniem gazu naturalnego

u_V (względna) niepewność pomiaru objętości

u_T (względna) niepewność pomiaru temperatury

u_P (względna) niepewność pomiaru ciśnienia

8.2.2 Skorelowane wartości wejściowe

Jeżeli skorelowane wartości wejściowe X_1, \dots, X_n są wykorzystywane do obliczenia wartości mierzonej $Y=Y(X_1, \dots, X_n)$ niepewność Y może być wyznaczona przy pomocy:

$$U_Y = \left(\left| \frac{\partial Y}{\partial X_1} \right| \cdot U_{X_1} \right) + \left(\left| \frac{\partial Y}{\partial X_2} \right| \cdot U_{X_2} \right) + \dots + \left(\left| \frac{\partial Y}{\partial X_n} \right| \cdot U_{X_n} \right) \quad (2)$$

gdzie :

U_Y niepewność (wartość absolutna) wartości mierzonej Y

U_{X_i} niepewność (wartość absolutna) wartości wejściowej X_i

Przykład 4: Skorelowane wartości wejściowe

$Y=Y(X_1, X_2)$ zdefiniowane jest przez następującą funkcję:

$$Y = X_1 \cdot X_2$$

Jeżeli powyższy przykład był obliczany dla skorelowanych wartości wejściowych względna niepewność będzie wyznaczona w następujący sposób:³⁴

$$u_Y = u_{X_1} + u_{X_2}$$

Względna niepewność wartości mierzonej jest w związku z tym w prosty sposób wyznaczana jako suma względnych niepewności wartości wejściowych



Przykład 5: Skorelowane niepewności sumy

Elektrownia opalana jest węglem. Roczne zużycie węgla wyznaczone jest przez pomiary dostaw dostarczonych w ciągu roku na tej samej wadze przenośnikowej. Ze względu na efekt odchyłu (dryftu) w czasie pracy i ze względu na niepewności związane z wzorcowaniem wagi przenośnikowej, niepewności związane z rezultatami pomiarów są skorelowane.

W związku z tym, niepewność związana z wyznaczaniem ilości węgla (niepewność sumy) wyznaczana jest przy pomocy następującego wzoru:

$$u_{\text{całkowi}} = \frac{U_1 + U_2 + \dots + U_n}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

gdzie:

$U_{\text{całkowi}}$ całkowita (względna) niepewność związana z wyznaczeniem ilości wę-



³⁴ Proszę zwrócić uwagę, że ma to zastosowanie wyłącznie w bardzo specyficznym przypadku gdy wszystkie wejściowe estymacje są skorelowane z współczynnikiem korelacji 1. Jeżeli współczynnik jest inny niż 1, należy rozważyć bardziej skomplikowaną funkcję dla kowariancji. W tym celu proszę zapoznać się z GUM (zobacz przypis **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**).

gła
 U_i niepewność (absolutna wartość) wagi przenośnikowej ($U_1 = U_2 = U_n$)
 x_i ilości węgla w różnych dostawach
W tym przypadku (względna) niepewność związana z wyznaczaniem ilości węgla jest równa (względnej) niepewności wagi przenośnikowej.



Przykład 6: Skorelowane niepewności produktu
Przemysł mineralny wyznacza straty żarowe poprzez ważenie produktu na wadze analitycznej (table scale) przed i po procesie spalania. Straty zapłonu to różnica masowa przed i po procesie spalania w odniesieniu do wagi początkowej. Niepewności związane z wynikiem ważenia są skorelowane, ponieważ wykorzystywana jest ta sama waga.
W związku z tym, niepewność związana z wyznaczeniem strat zapłonu (niepewność produktu) obliczana jest przy pomocy następującego wzoru:
$$u_{\text{całkowite}} = u_1 + u_2$$

gdzie:
 $U_{\text{całkowite}}$ całkowita (względna) niepewność związana z wyznaczaniem strat zapłonu
 $u_{1,2}$ (względna) niepewność pomiaru masy przed i po podgrzaniu

8.3 Studium przypadku



Przykład 7: Niepewność związana z ilością magazynowanego paliwa
Całkowite roczne zużycie oleju napędowego obliczane jest na podstawie dostaw w cysternach. Ciężarówki wyposażone są w przepływomierze podlegające prawnej kontroli metrologicznej z maksymalnym dopuszczalnym błędem wynoszącym 0,5%. Jedna ciężarówka jest w stanie dostarczyć 25 000 litrów oleju napędowego. W ramach corocznych przewidywań prowadzący spodziewa się zapotrzebowania na 750 000 litrów rocznie. W związku z tym spodziewane jest 30 dostaw ciężarówkami.
Zbiornik na olej napędowy w instalacji ma pojemność 40 000 litrów. Z przekrojem poprzecznym równym 8m² niepewność odczytu poziomego wynosi 2.5% cał-

kowej pojemności.

Proszę zwrócić uwagę, że zbiornik jest zdolny pomieścić 40 000/750 000 =5.3% rocznej wykorzystywanej ilości w związku z tym musi być uwzględniony w ocenie niepewności³⁵.

Roczna ilość Q oleju napędowego wyznaczana jest przez wzór (10) z sekcji 6.1.1 dokumentu wytycznych nr 1:

$$Q = P - E + (S_{poczat} - S_{koncowe})$$

gdzie :

P zakupiona ilość w ciągu całego roku

E eksportowana ilość (np. paliwo dostarczone do części instalacji lub innej instalacji nie objętej EU ETS)

$S_{początkowe}$ zapas oleju napędowego na początku roku

$S_{końcowe}$...zapas oleju napędowego na koniec roku

W związku z tym, że ilość zakupionego oleju napędowego w ciągu całego roku (P) nie jest wyznaczana przy pomocy pojedynczego pomiaru ale jako suma wielu pomiarów, tzn. 30 dostaw ciężarówkami, P może być zapisane jako:

$$P = P_1 + P_1 + .. + P_{30}$$

gdzie:

P_izakupiona ilość z jednej ciężarówką

Teraz wszystkie wartości wejściowe potrzebne do wyznaczenia Q mogą być traktowane jako nieskorelowane³⁶. W ramach założenia, że olej napędowy nie był eksportowany ($E=0$) niepewność może być wyznaczona zgodnie z sekcją 8.2.1 jako nieskorelowana niepewność sumy:

$$u_Q = \frac{\sqrt{(U_{S,poczat})^2 + (U_{S,koncowe})^2 + (U_{P_1})^2 + .. + (U_{P_{30}})^2}}{|S_{początkowe} - S_{koncowe} + P_1 + .. + P_{30}|}$$

u_Q całkowita (względna) niepewność związana z Q

$U_{S, P}$ (całkowita) niepewność stanów magazynowych lub ilości dostarczonych jedną ciężarówką.

³⁵ Zgodnie z artykułem 28(2), derogacja jest dozwolona gdy miejsce składowania nie jest w stanie pomieścić więcej niż 5% rocznej wykorzystywanej ilości paliwa lub materiału. W takim przypadku niepewność związana z zmianami zapasów może być pominięta podczas oceny niepewności.

³⁶ Odczyty poziomu w zbiorniku nie mogą być traktowane jako seria odczytów ze względu na dużą odległość czasową pomiędzy pomiarami (początek i koniec roku) Jednakże, ze względu na to, że jest to dalej wykorzystywane to samo urządzenie pomiarowe, to może zachodzić między nimi jakaś korelacja. Założenie, że są one nieskorelowane jest tylko założeniem na potrzeby tego konkretnego przykładu. Generalnie należy ocenić np. poprzez wyznaczenie współczynnika korelacji z godnego z GUM ^{Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.}, czy korelacja rzeczywiście może zostać wykluczona.

Niepewność związana z stanami magazynowymi jest taka sama dla obu pomiarów. Ze względu na to, że różnica pomiędzy $S_{\text{początkowe}}$ i $S_{\text{końcowe}}$ nie może być przewidziana $S_{\text{początkowe}} - S_{\text{końcowe}}$ może być założone jako 0. Jeżeli dodatkowo wszystkie P_i są traktowane jako równe wielkości mające równe absolutne niepewności to równanie można uprościć do:

$$u_Q = \frac{\sqrt{2 \cdot (U_S)^2 + n \cdot (U_{P_i})^2}}{P}$$

$$u_Q = \frac{\sqrt{2 \cdot (40000 \cdot 2.5\%)^2 + 30 \cdot (25000 \cdot 0.5\%)^2}}{750000} = 0.21\%$$

Ze względu na to, że dane dotyczące działalności muszą być wyrażone w tonach należy wziąć pod uwagę gęstość paliwa. Niepewność dla wyznaczania gęstości przy wykorzystywaniu reprezentatywnych próbek wynosi około 3%. Wykorzystując wzór z sekcji 8.2.1 dla nieskorelowanych niepewności produktu otrzymujemy:

$$u_{Q(\text{tonnes})} = \sqrt{u_{Q(\text{Volume})}^2 + u_{\text{density}}^2} = \sqrt{0.21\%^2 + 3\%^2} = 3.007\%$$

Chociaż przepływomierz ma raczej niską niepewność to konwersja do ton wykazuje, że wpływ niepewności związanej z wyznaczeniem gęstości jest najistotniejszym wkładem do całkowitej niepewności. Dalsze usprawnienia powinny więc dotyczyć wyznaczania gęstości z mniejszą niepewnością.



Przykład 8: Niepewności dla strumieni paliw częściowo transferowanych do połączonych instalacji nie podlegających EU ETS.

Jeżeli instalacja jest częściowo objęta EU ETS i nie wszystkie części instalacji kwalifikują się do objęcia systemem, pomiary ilości przeprowadzane przy pomocy wewnętrznego licznika (niepewność równa 5%) dla części nie należącej do EU ETS powinny zostać odjęte z ilości dotyczącej strumienia paliw mierzonego przez główny licznik podlegający prawnej kontroli metrologicznej (niepewność wynosząca 2%)

Założmy, że instalacja zużywa 500,000 Nm³ gazu ziemnego rocznie. Z tej ilości 100,000 Nm³ będzie transferowane i sprzedawane do instalacji nie objętej EU ETS. W celu wyznaczenia zużycia gazu ziemnego w instalacji objętej EU ETS, zużycie gazu naturalnego przez połączona instalacje musi zostać odjęte z całkowitej ilości zużytego gazu ziemnego przez instalacje. Do oceny niepewności dla zużycia gazu ziemnego przez instalacje objętą EU ETS, przeprowadza się następujące obliczenia:

$$u_{\text{strumienia}} = \frac{\sqrt{(2\% \cdot 500,000)^2 + (5\% \cdot 100,000)^2}}{|500,000 + (-100,000)|} = 2.8\%$$

Proszę zwrócić uwagę, że niepewność głównego licznika gazu podlegającego prawnej kontroli metrologicznej nie musi być oceniana. Niepewność wewnętrznego licznika, która nie jest gwarantowana prawną kontrolą metrologiczną musi

być oceniona i potwierdzona przed wyznaczeniem niepewności związanej z strumieniem materiałów wsadowych.

8.4 Niepewność z całej instalacji (metodyka rezerwowa)

Ta sekcja ma znaczenie jeżeli chociaż część emisji z instalacji jest monitorowana przy pomocy metodyki rezerwowej.

Przykład 9: Całkowita niepewność w przypadku metodyki rezerwowej

Instalacja z kategorii A w drugim okresie rozliczeniowym wykorzystywała wyłącznie gaz ziemny i emitowała rocznie 35,000 t CO₂. Ze względu na to, że paliwo było nabywane drogą komercyjnej transakcji podlegającej prawnej kontroli metrologicznej niepewność odnosząca się do danych dotyczących działalności wynosi 2.0% przy wykorzystaniu maksymalnego dopuszczalnego błędu dozwolonego w odpowiedniej krajowej legislacji. Te 2% będzie również niepewnością związaną z całkowitą emisją, bo wszystkie stosowane współczynniki obliczeniowe są wartościami referencyjnymi, które ze względu na uproszczenie nie wpływają na niepewność³⁷.

Ze względu na rozszerzenie zakresu EU ETS od 2013 (trzeci okres rozliczeniowy) dodatkowe strumienie materiałów wsadowych muszą zostać uwzględnione w zezwoleniu GHG i w związku z tym muszą być monitorowane. Prowadzący przedstawił dowody właściwemu organowi, że stosowanie co najmniej poziomu 1 np. instalacji system pomiarowego, jest technicznie niewykonalne i zaproponował wykorzystywanie metodyki rezerwowej. Prowadzący przedstawił dowody zgodne z GUM wskazujące, że ocena niepewności dla tego strumienia materiałów wsadowych wskazuje na niepewność (z 95% przedziałem ufności) równą 18%. Szacowana emisja z tego źródła wynosi 12,000 t CO₂ rocznie.

Podczas stosowania metodyki rezerwowej dla instalacji z kategorii A prowadzący musi zademonstrować, że niepewność dotycząca emisji z całej instalacji nie przekracza 7,5%. W tym przykładzie prowadzący obliczył niepewność wykorzystując następujący wzór:

$$Em_{\text{całkowite}} = Em_{NG} + Em_{FB}$$

gdzie:

$Em_{\text{całkowite}}$... całkowita emisja z instalacji

Em_{NG} emisja powstająca w wyniku spalania gazu ziemnego (35,000 t CO₂)



³⁷ Proszę zwrócić uwagę, że także wartości referencyjne (takie jak wartości z IPCC lub wartości z Krajowych Inwentaryzacji) wskazują na niepewność tych wartości. Tą niepewność należy również wziąć pod uwagę podczas obliczania niepewności strumienia materiałów wsadowych z niezależnych niepewności produktu (zobacz przykład 3) wykorzystując propagacji błędu.

Em_{FB} emisja powstająca w strumieniu monitorowanych przy pomocy metodyki rezerwowej (12,000 t CO₂)

Ze względu na to, że (względna) niepewność całkowitej emisji może być zinterpretowana jako niepewność sumy, całkowita niepewność obliczana jest przy pomocy:

$$u_{\text{calkowite}} = \frac{\sqrt{(2.0\% \cdot 35,000)^2 + (18\% \cdot 12,000)^2}}{|35,000 + 12,000|} = 4.8\%$$

Niepewność związana z emisją z całej instalacji nie przekracza 7,5%. W związku z tym metodyka rezerwowa jest dopuszczalna.