Ce texte constitue seulement un outil de documentation et n'a aucun effet juridique. Les institutions de l'Union déclinent toute responsabilité quant à son contenu. Les versions faisant foi des actes concernés, y compris leurs préambules, sont celles qui ont été publiées au Journal officiel de l'Union européenne et sont disponibles sur EUR-Lex. Ces textes officiels peuvent être consultés directement en cliquant sur les liens qui figurent dans ce document

►**B**

RÈGLEMENT D'EXÉCUTION (UE) 2018/2066 DE LA COMMISSION

du 19 décembre 2018

relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant le règlement (UE) nº 601/2012 de la Commission

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

(JO L 334 du 31.12.2018, p. 1)

Modifié par:

		Journal officiel		
		nº	page	date
►**M1**	Règlement d'exécution (UE) 2020/2085 de la Commission du 14 décembre 2020	L 423	37	15.12.2020
►**M2**	Règlement d'exécution (UE) 2022/388 de la Commission du 8 mars 2022	L 79	1	9.3.2022

Rectifié par:

►**C1** Rectificatif, JO L 296 du 10.9.2020, p. 8 (2018/2066)

►**C2** Rectificatif, JO L 84 du 11.3.2021, p. 29 (2018/2066)

▼B

RÈGLEMENT D'EXÉCUTION (UE) 2018/2066 DE LA COMMISSION

du 19 décembre 2018

relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant le règlement (UE) nº 601/2012 de la Commission

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

SECTION 1

Objet et définitions

Article premier

Objet

Le présent règlement définit les règles applicables à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre et des données d'activité au titre de la directive 2003/87/CE pour la période d'échanges du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne qui commence le 1er janvier 2021 et pour les périodes d'échanges ultérieures.

Article 2

Champ d'application

Le présent règlement s'applique à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre liées aux activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE et des données d'activité des installations fixes et des activités aériennes, ainsi qu'à la surveillance et à la déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres liées aux activités aériennes.

Il s'applique aux émissions et aux données d'activité à compter du 1er janvier 2021.

Article 3

Définitions

Aux fins du présent règlement, on entend par:

1) «données d'activité»: la quantité de combustible ou de matière consommée ou produite par un procédé qui convient pour la méthode de surveillance fondée sur le calcul, exprimée en térajoules, en masse en tonnes ou, pour les gaz, en volume en normomètres cubes, suivant le cas;

2) «période d'échanges»: une période visée à l'article 13 de la directive 2003/87/CE;

3) «tonne-kilomètre»: une tonne de charge utile transportée sur une distance d'un kilomètre;

▼B

4) «flux»:

   a) un type particulier de combustible, matière première ou produit dont la consommation ou la production donne lieu à des émissions des gaz à effet de serre concernés à partir d'une ou plusieurs sources d'émission;

   b) un type particulier de combustible, matière première ou produit contenant du carbone et pris en compte dans le calcul des émissions de gaz à effet de serre par la méthode du bilan massique;

5) «source d'émission»: une partie séparément identifiable d'une installation ou un procédé mis en œuvre dans une installation, à partir desquels sont émis les gaz à effet de serre concernés, ou, dans le cas des activités aériennes, un aéronef;

6) «incertitude»: un paramètre associé au résultat de la détermination d'une grandeur et exprimé en pourcentage, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourraient raisonnablement être attribuées à la grandeur en question, compte tenu des effets de facteurs aussi bien systématiques qu'aléatoires, et qui décrit un intervalle de confiance autour de la valeur moyenne dans lequel sont comprises 95 % des valeurs estimées, compte tenu d'une éventuelle asymétrie de la distribution des valeurs;

7) «facteurs de calcul»: le pouvoir calorifique inférieur, le facteur d'émission, le facteur d'émission préliminaire, le facteur d'oxydation, le facteur de conversion, la teneur en carbone ou la fraction issue de la biomasse;

8) «niveau»: une exigence définie, servant à déterminer les données d'activité, les facteurs de calcul, les émissions annuelles et la moyenne horaire annuelle des émissions, ainsi que la charge utile;

9) «risque inhérent»: le risque qu'un paramètre de la déclaration annuelle des émissions ou des tonnes-kilomètres comporte des inexactitudes qui, prises isolément ou cumulées avec d'autres, peuvent être importantes, indépendamment de l'effet de toute activité de contrôle correspondante;

10) «risque de carence de contrôle»: le risque qu'un paramètre de la déclaration annuelle des émissions ou des tonnes-kilomètres comporte des inexactitudes qui, prises isolément ou cumulées avec d'autres, peuvent être importantes et qui ne seront pas évitées ou décelées et corrigées en temps utile par le système de contrôle;

11) «émissions de combustion»: les émissions de gaz à effet de serre survenant lors de la réaction exothermique d'un combustible avec l'oxygène;

12) «période de déclaration»: l'année civile au cours de laquelle les émissions doivent être surveillées et déclarées, ou, pour les données relatives aux tonnes-kilomètres, l'année de surveillance visée aux articles 3 *sexies* et 3 *septies* de la directive 2003/87/CE;

13) «facteur d'émission»: le taux moyen d'émission d'un gaz à effet de serre rapporté aux données d'activité d'un flux, dans l'hypothèse d'une oxydation complète dans le cas de la combustion et d'une conversion complète pour toutes les autres réactions chimiques;

▼B

14) «facteur d'oxydation»: le rapport entre le carbone oxydé en CO_2 du fait de la combustion, et le carbone total contenu dans le combustible, exprimé sous forme de fraction, le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère étant considéré comme la quantité molaire équivalente de CO_2;

15) «facteur de conversion»: la quantité de carbone émise sous forme de CO_2 rapportée à la quantité totale de carbone contenue dans le flux avant que le processus d'émission ne débute, exprimée sous forme de fraction, le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère étant considéré comme la quantité molaire équivalente de CO_2;

16) «précision»: le degré de concordance entre le résultat d'une mesure et la valeur réelle de la grandeur à mesurer ou une valeur de référence déterminée de manière empirique au moyen de matériels d'étalonnage et de méthodes normalisées reconnus à l'échelle internationale et traçables, compte tenu à la fois des facteurs aléatoires et systématiques;

17) «étalonnage»: l'ensemble des opérations qui déterminent, dans des conditions données, les rapports entre les valeurs indiquées par un instrument ou un système de mesure, ou les valeurs représentées par une mesure matérialisée ou un matériel de référence, et les valeurs correspondantes d'une grandeur découlant d'une norme de référence;

18) «vol»: un vol au sens du point 1. 1 de l'annexe de la décision 2009/450/CE;

19) «passagers»: les personnes se trouvant à bord de l'aéronef durant un vol, à l'exception des membres de l'équipage qui sont en service;

20) «prudent»: un ensemble d'hypothèses défini de manière à éviter toute sous-estimation des émissions annuelles ou toute surestimation des tonnes-kilomètres;

▼M1

21) «biomasse»: la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, y compris les déchets industriels et municipaux d'origine biologique;

21 *bis)* «combustibles issus de la biomasse»: les combustibles solides et gazeux produits à partir de la biomasse;

21 *ter)* «biogaz»: les combustibles gazeux produits à partir de la biomasse;

21 *quater)* «déchets»: tout déchet tel qu'il est défini à l'article 3, point 1), de la directive 2008/98/CE, à l'exclusion des substances qui ont été délibérément modifiées ou contaminées pour répondre à cette définition;

21 *quinquies)* «résidu»: une substance qui n'est pas le ou les produits finis qu'un procédé de production cherche directement à produire; il ne s'agit pas de l'objectif premier du procédé de production et celui-ci n'a pas été délibérément modifié pour l'obtenir;

21 *sexies)* «résidus de l'agriculture, de l'aquaculture, de la pêche et de la sylviculture»: les résidus qui sont directement générés par l'agriculture, l'aquaculture, la pêche et la sylviculture, et qui n'incluent pas les résidus issus d'industries connexes ou de la transformation;

▼B

22) «bioliquide»: un combustible liquide destiné à des usages énergétiques autres que le transport, y compris la production d'électricité, le chauffage et le refroidissement, et produit à partir de la biomasse;

▼M1

23) «biocarburants»: les combustibles liquides utilisés pour le transport et produits à partir de la biomasse;

▼B

24) «contrôle métrologique légal»: le contrôle des fonctions de mesurage aux fins de l'application d'un instrument de mesure, pour des raisons d'intérêt, de santé, de sécurité et d'ordre publics, de protection de l'environnement, de perception de taxes et de droits, de protection des consommateurs et de loyauté des transactions commerciales;

25) «erreur maximale tolérée»: l'erreur de mesure tolérée spécifiée à l'annexe I et dans les annexes spécifiques par instrument de la directive 2014/32/UE du Parlement européen et du Conseil ([1]), ou dans la réglementation nationale relative au contrôle métrologique légal, selon le cas;

26) «activités de gestion du flux de données»: les activités liées à l'acquisition, au traitement et à la gestion des données qui sont nécessaires pour établir une déclaration d'émissions à partir de données issues de sources primaires.

27) «tonne de $CO_{2(e)}$,»: une tonne métrique de CO_2 ou de $CO_{2(e)}$;

28) «$CO_{2(e)}$»: tout gaz à effet de serre, autre que le CO_2, visé à l'annexe II de la directive 2003/87/CE, dont le potentiel de réchauffement planétaire équivaut à celui du CO_2;

29) «système de mesure»: un ensemble complet d'instruments de mesure et d'autres équipements, tels que les équipements d'échantillonnage et de traitement des données, utilisé pour déterminer des variables telles que les données d'activité, la teneur en carbone, le pouvoir calorifique ou le facteur d'émission des émissions de gaz à effet de serre;

30) «pouvoir calorifique inférieur» (PCI): la quantité spécifique d'énergie libérée sous forme de chaleur lors de la combustion complète d'un combustible ou d'une matière en présence d'oxygène dans des conditions normalisées, compte non tenu de la chaleur de vaporisation de l'eau éventuellement formée;

31) «émissions de procédé»: les émissions de gaz à effet de serre autres que les émissions de combustion résultant de réactions intentionnelles et non intentionnelles entre les substances ou de leur transformation, telles que la réduction chimique ou électrolytique des minerais métalliques, la décomposition thermique des substances et la fabrication de substances destinées à être utilisées en tant que produits ou matières de base;

32) «combustible marchand ordinaire»: les combustibles marchands normalisés au niveau international dont l'intervalle de confiance à 95 % est de 1 % maximum pour le pouvoir calorifique déclaré, tels que le gazole, le fioul léger, l'essence, le pétrole lampant, le kérosène, l'éthane, le propane, le butane, le kérosène (jet A1 ou jet A), le carburéacteur large coupe (jet B) et l'essence aviation (AvGas);

33) «lot»: une quantité de combustible ou de matière échantillonnée de manière représentative et caractérisée et transférée en un seul chargement ou de manière continue pendant une période de temps donnée;

([1]) Directive 2014/32/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché d'instruments de mesure (JO L 96 du 29.3.2014, p. 149).

▼B

34) «combustible mixte»: un combustible contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile;

35) «matière mixte»: une matière contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile;

36) «facteur d'émission préliminaire»: le facteur d'émission total présumé d'un combustible ou d'une matière, évalué d'après la teneur en carbone de sa fraction issue de la biomasse et de sa fraction fossile, avant multiplication par la fraction fossile pour donner le facteur d'émission;

37) «fraction fossile»: la part de carbone fossile dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction;

38) «fraction issue de la biomasse»: la part de carbone issu de la biomasse dans la quantité totale de carbone contenue dans un combustible ou une matière, exprimée sous la forme d'une fraction;

39) «méthode du bilan énergétique»: une méthode permettant d'évaluer la quantité d'énergie utilisée comme combustible dans une chaudière, calculée en additionnant la chaleur utilisable et l'ensemble des pertes d'énergie survenant par rayonnement et transmission, ainsi que par l'intermédiaire des effluents gazeux;

40) «mesure continue des émissions»: un ensemble d'opérations ayant pour but de déterminer la valeur d'une grandeur au moyen de mesures périodiques sous la forme de mesures in situ au niveau de la cheminée ou de procédures extractives au moyen d'un instrument de mesure situé à proximité de la cheminée, à l'exclusion des méthodes de mesure fondées sur le prélèvement d'échantillons isolés dans la cheminée;

41) «CO_2 intrinsèque»: le CO_2 qui entre dans la composition d'un flux;

42) «carbone fossile»: le carbone inorganique et le carbone organique non issu de la biomasse;

43) «point de mesure»: la source d'émission pour laquelle des systèmes de mesure continue des émissions (SMCE) sont utilisés pour mesurer les émissions, ou la section d'un pipeline pour laquelle le débit de CO_2 est déterminé au moyen de systèmes de mesure continue;

44) «documentation de masse et centrage»: la documentation indiquée dans les textes internationaux ou nationaux mettant en œuvre les normes et pratiques recommandées (Standards and Recommended Practices, SARP) définies à l'annexe 6 de la convention relative à l'aviation civile internationale, signée à Chicago le 7 décembre 1944, et précisées à l'annexe IV, sous-partie C, section 3, du règlement (UE) n° 965/2012 de la Commission ([1]), ou dans les réglementations internationales équivalentes en vigueur;

45) «distance»: la distance orthodromique entre l'aérodrome de départ et l'aérodrome d'arrivée, qui s'ajoute à un facteur fixe de 95 km;

46) «aérodrome de départ»: l'aérodrome dans lequel débute un vol constituant une activité aérienne visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;

47) «aérodrome d'arrivée»: l'aérodrome dans lequel se termine un vol constituant une activité aérienne visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;

48) «charge utile»: la masse totale du fret, du courrier, des passagers et des bagages transportés à bord d'un aéronef durant un vol;

([1]) Règlement (UE) n° 965/2012 de la Commission déterminant les exigences techniques et les procédures administratives applicables aux opérations aériennes conformément au règlement (CE) n° 216/2008 du Parlement européen et du Conseil (JO L 296 du 25.10.2012, p. 1).

▼B

49) «émissions fugitives»: les émissions irrégulières ou non intentionnelles à partir de sources qui ne sont pas localisées ou qui sont trop disparates ou trop petites pour faire l'objet d'une surveillance individuelle;

50) «aérodrome»: un aérodrome au sens du point 1. 2 de l'annexe de la décision 2009/450/CE;

51) «paire d'aérodromes»: la paire constituée de l'aérodrome de départ et de l'aérodrome d'arrivée;

52) «conditions standard»: une température de 273,15 K et une pression de 101 325 Pa définissant des normomètres cubes (Nm^3);

53) «site de stockage»: un site de stockage au sens de l'article 3, point 3, de la directive 2009/31/CE;

54) «captage du CO_2»: l'activité consistant à capter, dans les flux de gaz, le CO_2 qui serait sinon émis, aux fins de son transport et de son stockage géologique dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;

55) «transport du CO_2»: le transport du CO_2 par pipeline aux fins de son stockage géologique dans un site de stockage agréé au titre de la directive 2009/31/CE;

56) «stockage géologique du CO_2»: le stockage géologique du CO_2 au sens de l'article 3, paragraphe 1, de la directive 2009/31/CE;

57) «émissions de purge»: les émissions délibérément rejetées hors d'une installation grâce à la mise en place d'un point d'émission défini;

58) «récupération assistée des hydrocarbures»: la récupération d'hydrocarbures en plus de ceux qui sont extraits par injection d'eau ou par d'autres moyens;

59) «variables représentatives»: des valeurs annuelles corroborées de manière empirique ou provenant de sources reconnues, qui sont utilisées par un exploitant pour remplacer les données d'activité ou les facteurs de calcul afin de garantir l'exhaustivité de la déclaration, lorsque la méthode de surveillance applicable ne permet pas d'obtenir toutes les données d'activité et tous les facteurs de calcul requis;

60) «colonne d'eau»: une colonne d'eau au sens de l'article 3, point 2, de la directive 2009/31/CE;

61) «fuite»: une fuite au sens de l'article 3, point 5, de la directive 2009/31/CE;

62) «complexe de stockage»: un complexe de stockage au sens de l'article 3, point 6, de la directive 2009/31/CE;

63) «réseau de transport»: un réseau de transport au sens de l'article 3, point 22, de la directive 2009/31/CE.

▼B

SECTION 2

Principes généraux

Article 4

Obligation générale

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs s'acquittent de leurs obligations en matière de surveillance et de déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE, conformément aux principes énoncés aux articles 5 à 9.

Article 5

Exhaustivité

La surveillance et la déclaration sont exhaustives et couvrent toutes les émissions de procédé et de combustion provenant de l'ensemble des sources d'émission et des flux liés aux activités énumérées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE et aux autres activités incluses en application de l'article 24 de cette directive, ainsi que les émissions de tous les gaz à effet de serre indiqués en rapport avec ces activités, tout en évitant une double comptabilisation.

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs prennent des mesures appropriées pour éviter toute lacune dans les données au cours de la période de déclaration.

Article 6

Cohérence, comparabilité et transparence

1. La surveillance et la déclaration sont cohérentes et comparables dans le temps. À cet effet, les exploitants et les exploitants d'aéronefs utilisent les mêmes méthodes de surveillance et les mêmes séries de données, sous réserve des modifications et dérogations approuvées par l'autorité compétente.

2. Les exploitants et les exploitants d'aéronefs recueillent, enregistrent, rassemblent, analysent et étayent les données de surveillance, et notamment les hypothèses, les références, les données d'activité et les facteurs de calcul, de manière transparente, de façon à permettre au vérificateur et à l'autorité compétente de reproduire la détermination des émissions.

Article 7

Précision

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs veillent à ce que la détermination des émissions ne soit ni systématiquement ni sciemment inexacte.

Ils repèrent et limitent autant que possible toute source d'inexactitude.

Ils font preuve de la diligence nécessaire pour faire en sorte que le calcul et la mesure des émissions présentent le degré de précision le plus élevé possible.

▼B

Article 8

Intégrité de la méthode et de la déclaration des émissions

Les exploitants et les exploitants d'aéronef permettent d'établir avec une assurance raisonnable l'intégrité des données d'émission à déclarer. Ils déterminent les émissions en recourant aux méthodes de surveillance appropriées décrites dans le présent règlement.

La déclaration des émissions et les documents connexes sont exempts d'inexactitudes importantes au sens de l'article 3, point 6, du règlement d'exécution (UE) 2018/2067 de la Commission ([1]), évitent le biais dans la sélection et la présentation des informations et rendent compte de manière crédible et équilibrée des émissions d'une installation ou d'un exploitant d'aéronef.

Lors du choix de la méthode de surveillance, les avantages d'une précision plus grande sont mis en balance avec les coûts supplémentaires engendrés. La surveillance et la déclaration des émissions visent le degré de précision le plus élevé possible, sauf si cela n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Article 9

Amélioration continue

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs tiennent compte des recommandations figurant dans les rapports de vérification délivrés conformément à l'article 15 de la directive 2003/87/CE pour leurs exercices ultérieurs de surveillance et de déclaration.

Article 10

Coordination

Lorsqu'un État membre désigne plusieurs autorités compétentes conformément à l'article 18 de la directive 2003/87/CE, il coordonne les travaux réalisés par ces autorités en vertu du présent règlement.

CHAPITRE II

PLAN DE SURVEILLANCE

SECTION 1

Règles générales

Article 11

Obligation générale

1. Chaque exploitant ou exploitant d'aéronef surveille ses émissions de gaz à effet de serre sur la base d'un plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente conformément à l'article 12, qui tient compte de la nature et du fonctionnement de l'installation ou de l'activité aérienne à laquelle il s'applique.

([1]) Règlement d'exécution (UE) 2018/2067 de la Commission du 19 décembre 2018 concernant la vérification des données et l'accréditation des vérificateurs conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil (Voir page 94 du présent Journal officiel).

▼B

Le plan de surveillance est complété par des procédures écrites que l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour, selon qu'il convient, pour les activités relevant du plan de surveillance.

2. Le plan de surveillance visé au paragraphe 1 fournit des instructions logiques et simples à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef, en évitant les opérations redondantes et en tenant compte des systèmes déjà mis en place dans l'installation ou utilisés par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef.

Article 12

Contenu et présentation du plan de surveillance

1. Chaque exploitant ou exploitant d'aéronef soumet un plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente.

Le plan de surveillance décrit de façon détaillée, exhaustive et transparente la méthode de surveillance appliquée par une installation spécifique ou par un exploitant d'aéronef donné, et contient au moins les éléments indiqués à l'annexe I.

En plus du plan de surveillance, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef présente les pièces justificatives suivantes:

a) pour les installations, pour chaque flux majeur et mineur, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les données d'activité et les facteurs de calcul, le cas échéant, pour les niveaux appliqués définis aux annexes II et IV, et pour chaque source d'émission, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les niveaux appliqués définis à l'annexe VIII, suivant le cas;

b) les résultats d'une évaluation des risques établissant que les activités de contrôle proposées et les procédures associées sont proportionnées aux risques inhérents et aux risques de carence de contrôle mis en évidence.

2. Si l'annexe I fait référence à une procédure, un exploitant ou un exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour cette procédure séparément du plan de surveillance.

L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef résume les procédures dans le plan de surveillance en fournissant les informations suivantes:

a) l'intitulé de la procédure;

b) une référence traçable et vérifiable, permettant d'identifier la procédure;

c) la désignation du poste ou du service chargé de mettre en œuvre la procédure et responsable des données générées ou gérées par la procédure;

d) une brève description de la procédure permettant à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef, à l'autorité compétente et au vérificateur de comprendre les paramètres essentiels et les principales opérations effectuées;

▼B

e) la localisation des dossiers et des informations pertinents;

f) le nom du système informatique utilisé, le cas échéant;

g) la liste des normes EN ou des autres normes appliquées, le cas échéant.

Sur demande, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef met toute documentation relative aux procédures à la disposition de l'autorité compétente. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef met ces procédures à disposition aux fins de la vérification au titre du règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

▼M1

_____

▼B

Article 13

Plans de surveillance normalisés et simplifiés

1. Sans préjudice des dispositions de l'article 12, paragraphe 3, les États membres peuvent autoriser les exploitants et les exploitants d'aéronefs à utiliser des plans de surveillance normalisés ou simplifiés.

À cet effet, les États membres peuvent publier des modèles de ces plans de surveillance, y compris la description des procédures de gestion du flux de données et de contrôle visées aux articles 58 et 59, fondés sur les modèles et les lignes directrices publiés par la Commission.

2. Avant d'approuver un plan de surveillance simplifié tel que visé au paragraphe 1, l'autorité compétente procède à une évaluation des risques simplifiée pour déterminer si les activités de contrôle proposées et les procédures s'y rapportant sont adaptées aux risques inhérents et aux risques de carence de contrôle mis en évidence, et elle justifie le recours à un tel plan de surveillance simplifié.

Le cas échéant, les États membres peuvent demander à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef de réaliser lui-même l'évaluation des risques visée à l'alinéa précédent.

Article 14

Modifications du plan de surveillance

1. Chaque exploitant ou exploitant d'aéronef vérifie régulièrement que le plan de surveillance est adapté à la nature et au fonctionnement de l'installation ou de l'activité aérienne conformément à l'article 7 de la directive 2003/87/CE, et étudie la nécessité d'une amélioration de la méthode de surveillance.

2. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef modifie le plan de surveillance au moins dans les cas suivants:

▼B

a) lorsque de nouvelles émissions se produisent, parce que de nouvelles activités sont menées ou parce que de nouveaux combustibles ou de nouvelles matières sont utilisés, dont le plan de surveillance ne fait pas encore état;

b) lors d'un changement dans la disponibilité des données, du fait de l'utilisation de nouveaux types d'instruments de mesure ou de nouvelles méthodes d'échantillonnage ou d'analyse, ou pour d'autres raisons, qui se traduit par une plus grande précision dans la détermination des émissions;

c) lorsque les données obtenues par la méthode de surveillance précédemment appliquée se sont révélées incorrectes;

d) lorsque la modification du plan de surveillance améliore la précision des données déclarées, sauf si cela n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs;

e) lorsque le plan de surveillance ne répond pas aux exigences du présent règlement et que l'autorité compétente invite l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef à le modifier;

f) lorsqu'il est nécessaire de donner suite aux suggestions d'amélioration du plan de surveillance contenues dans le rapport de vérification.

Article 15

Approbation des modifications du plan de surveillance

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef notifie toute proposition de modification du plan de surveillance à l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

L'autorité compétente peut toutefois autoriser l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef à lui notifier, au plus tard le 31 décembre de la même année, les modifications du plan de surveillance qui ne sont pas importantes au sens des paragraphes 3 et 4.

2. Toute modification importante, au sens des paragraphes 3 et 4, du plan de surveillance est soumise à l'approbation de l'autorité compétente.

Si l'autorité compétente estime qu'une modification ne revêt pas un caractère important, elle en informe l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef dans les meilleurs délais.

3. Les modifications importantes du plan de surveillance d'une installation comprennent notamment:

a) les changements de catégorie de l'installation, lorsque ces changements nécessitent une modification de la méthode de surveillance ou entraînent un changement du seuil d'importance relative en application de l'article 23 du règlement d'exécution (UE) 2018/2067;

b) sans préjudice des dispositions de l'article 47, paragraphe 8, les changements concernant le statut de l'installation en tant qu'installation à faible niveau d'émission;

c) les changements concernant les sources d'émission;

d) le passage, pour la détermination des émissions, d'une méthode fondée sur le calcul à une méthode fondée sur la mesure, ou d'une méthode alternative à une méthode fondée sur des niveaux, ou inversement;

▼B

e) un changement relatif au niveau appliqué;

f) l'introduction de nouveaux flux;

g) un changement dans la catégorisation des flux d'émission, c'est-à-dire entre flux majeurs, mineurs ou de minimis, lorsque ce changement nécessite la modification de la méthode de surveillance;

h) une modification de la valeur par défaut d'un facteur de calcul, si cette valeur doit être consignée dans le plan de surveillance;

i) la mise en place de nouvelles méthodes ou la modification de méthodes existantes liées à l'échantillonnage, l'analyse ou l'étalonnage, lorsque cela a une incidence directe sur la précision des données d'émission;

j) l'application ou l'adaptation d'une méthode de quantification des émissions résultant de fuites au niveau des sites de stockage.

4. Les modifications importantes du plan de surveillance d'un exploitant d'aéronef comprennent notamment:

a) en ce qui concerne le plan de surveillance des émissions:

   i) une modification des valeurs des facteurs d'émission indiquées dans le plan de surveillance;

   ii) une modification des méthodes de calcul présentées à l'annexe III, ou le passage d'une méthode de calcul à une méthode d'estimation conformément à l'article 55, paragraphe 2 ou inversement;

   iii) l'introduction de nouveaux flux;

   iv) le changement de statut d'un exploitant d'aéronef considéré comme un petit émetteur au sens de l'article 55, paragraphe 1, ou un changement par rapport à l'un des seuils prévus à l'article 28 *bis*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE;

b) en ce qui concerne le plan de surveillance des données relatives aux tonnes-kilomètres:

   i) le changement de statut du service de transport aérien proposé, du statut de service non commercial à celui de service commercial;

   ii) un changement de l'objet du service de transport aérien, à savoir passagers, fret ou courrier.

Article 16

Mise en œuvre et consignation des modifications

1. Avant d'obtenir l'approbation ou l'information visées à l'article 15, paragraphe 2, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef peut procéder à la surveillance et à la déclaration sur la base du plan de surveillance modifié s'il peut raisonnablement considérer que les modifications proposées ne revêtent pas un caractère important, ou si la surveillance sur la base du plan de surveillance initial se traduirait par des données d'émission incomplètes.

▼M1

En cas de doute, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef utilise en parallèle le plan de surveillance modifié et le plan de surveillance initial pour effectuer toutes les opérations de surveillance et de déclaration conformément aux deux plans, et consigne les informations relatives aux deux résultats de la surveillance.

▼B

2. Après avoir obtenu l'approbation ou l'information visées à l'article 15, paragraphe 2, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef utilise uniquement les données qui se rapportent au plan de surveillance modifié et procède à l'ensemble des activités de surveillance et de déclaration sur la seule base du plan de surveillance modifié à compter de la date à laquelle cette version du plan s'applique.

3. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef conserve la trace de toutes les modifications apportées au plan de surveillance dans des dossiers dans lesquels sont consignées:

a) la description claire et précise de la modification;

b) la justification de la modification;

c) la date de notification de la modification à l'autorité compétente au titre de l'article 15, paragraphe 1;

d) la date d'accusé de réception, par l'autorité compétente, de la notification visée à l'article 15, paragraphe 1, le cas échéant, et la date de l'approbation ou de la transmission de l'information visées à l'article 15, paragraphe 2;

e) la date de début d'application du plan de surveillance modifié, conformément au paragraphe 2 du présent article.

SECTION 2

Faisabilité technique et coûts excessifs

Article 17

Faisabilité technique

Lorsqu'un exploitant ou un exploitant d'aéronef déclare que l'application d'une méthode de surveillance donnée n'est techniquement pas réalisable, l'autorité compétente évalue la faisabilité technique en tenant compte de la justification fournie par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef. Cette justification établit que l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef dispose de ressources techniques répondant aux besoins d'un système donné ou à une exigence particulière et pouvant être mobilisées dans les délais requis aux fins du présent règlement. Ces ressources techniques englobent les techniques et le matériel ou équipement nécessaires.

Article 18

Coûts excessifs

1. Lorsqu'un exploitant ou un exploitant d'aéronef déclare que l'application d'une méthode de surveillance donnée entraînerait des coûts excessifs, l'autorité compétente évalue si les coûts ont un caractère excessif en tenant compte de la justification de l'exploitant.

▼B

L'autorité compétente considère les coûts comme étant excessifs lorsque les coûts estimés sont supérieurs aux bénéfices. Dans ce contexte, les bénéfices sont calculés en multipliant le prix de référence de 20 EUR par quota par un facteur d'amélioration, et les coûts tiennent compte d'une période d'amortissement appropriée, fondée sur la durée de vie économique des équipements.

2. Lorsqu'elle analyse le caractère excessif des coûts pour ce qui est du choix, par l'opérateur, des niveaux pour les données d'activité, l'autorité compétente utilise comme facteur d'amélioration visé au paragraphe 1 la différence entre l'incertitude constatée et le seuil d'incertitude associé au niveau qui serait appliqué du fait de l'amélioration, multipliée par les émissions annuelles moyennes provoquées par le flux en question au cours des trois dernières années.

Si ces données sur les émissions annuelles moyennes provoquées par le flux au cours des trois dernières années ne sont pas disponibles, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef utilise une estimation prudente des émissions annuelles moyennes qui tient compte du CO_2 transféré, mais pas du CO_2 issu de la biomasse. Pour les instruments de mesure faisant l'objet d'un contrôle métrologique légal au niveau national, l'incertitude constatée peut être remplacée par l'erreur maximale en service tolérée par la législation nationale applicable.

▼M1

Aux fins du présent paragraphe, l’article 38, paragraphe 5, s’applique, pour autant que l’exploitant dispose des informations pertinentes sur les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre des biocarburants, des bioliquides et des combustibles issus de la biomasse utilisés pour la combustion.

▼B

3. Lorsqu'elle analyse le caractère excessif des coûts pour ce qui est des mesures qui améliorent la qualité des émissions déclarées mais n'ont pas d'incidence directe sur la précision des données d'activité, l'autorité compétente applique un facteur d'amélioration qui correspond à 1 % des émissions annuelles moyennes des différents flux au cours des trois dernières périodes de déclaration. Ces mesures peuvent comprendre:

a) le recours à des analyses, plutôt qu'à l'application de valeurs par défaut, pour déterminer les facteurs de calcul;

b) une augmentation du nombre d'analyses par flux;

c) lorsque la tâche de mesurage spécifique ne relève pas du contrôle métrologique légal national, le remplacement des instruments de mesure par des instruments répondant aux exigences du contrôle métrologique légal de l'État membre applicables dans des applications similaires, ou par des instruments de mesure conformes à la réglementation nationale adoptée en vertu de la directive 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil ([1]) ou de la directive 2014/32/UE;

d) un raccourcissement des intervalles d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure;

e) des améliorations des activités de gestion du flux de données et des activités de contrôle qui réduisent sensiblement le risque inhérent ou le risque de carence de contrôle.

4. Les mesures visant à améliorer la méthode de surveillance d'une installation dont le coût global n'excède pas 2 000 EUR par période de déclaration ne sont pas considérées comme étant d'un coût excessif. Dans le cas des installations à faible niveau d'émission, ce seuil est de 500 EUR par période de déclaration.

([1]) Directive 2014/31/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché des instruments de pesage à fonctionnement non automatique (JO L 96 du 29.3.2014, p. 107).

▼B

CHAPITRE III

SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DES INSTALLATIONS FIXES

SECTION 1

Dispositions générales

Article 19

Catégorisation des installations, des flux et des sources d'émission

1. Aux fins de la surveillance des émissions et de la détermination des exigences minimales requises pour les différents niveaux, chaque exploitant détermine la catégorie de son installation conformément au paragraphe 2 et, le cas échéant, la catégorie de chaque flux conformément au paragraphe 3 et de chaque source d'émission conformément au paragraphe 4.

2. L'exploitant classe chaque installation dans une des catégories suivantes:

a) catégorie A, si les émissions annuelles moyennes vérifiées de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours sont inférieures ou égales à 50 000 tonnes de $CO_{2(e)}$, compte non tenu du CO_2 issu de la biomasse et avant déduction du CO_2 transféré;

b) catégorie B, si les émissions annuelles moyennes vérifiées de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours sont supérieures à 50 000 tonnes de $CO_{2(e)}$ et inférieures ou égales à 500 000 tonnes de $CO_{2(e)}$, compte non tenu du CO_2 issu de la biomasse et avant déduction du CO_2 transféré;

c) catégorie C, si les émissions annuelles moyennes vérifiées de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours sont supérieures à 500 000 tonnes de $CO_{2(e)}$, compte non tenu du CO_2 issu de la biomasse et avant déduction du CO_2 transféré;

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'une installation a été dépassé, mais que l'exploitant prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

3. L'exploitant classe chaque flux dans l'une des catégories ci-après en comparant le flux à la somme de toutes les valeurs absolues de CO_2 fossile et de $CO_{2(e)}$ correspondant à l'ensemble des flux pris en considération par les méthodes fondées sur le calcul et de toutes les émissions provenant des sources surveillées à l'aide de méthodes fondées sur la mesure, avant déduction du CO_2 transféré:

▼B

a) «flux mineurs», lorsque les flux sélectionnés par l'exploitant représentent ensemble moins de 5 000 tonnes de CO_2 fossile par an ou moins de 10 %, jusqu'à une contribution totale maximale de 100 000 tonnes de CO_2 fossile par an, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue.

b) «flux de-minimis», lorsque les flux sélectionnés par l'exploitant représentent ensemble moins de 1 000 tonnes de CO_2 fossile par an ou moins de 2 %, jusqu'à une contribution totale maximale de 20 000 tonnes de CO_2 fossile par an, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue.

c) «flux majeurs», lorsque les flux n'entrent ni dans la catégorie visée au point a) ni dans celle visée au point b).

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'un flux en tant que flux mineur ou flux de-minimis a été dépassé, mais que l'exploitant prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

4. L'exploitant classe chaque source d'émission pour laquelle une méthode fondée sur la mesure s'applique dans une des catégories suivantes:

a) «sources d'émission mineures», lorsque la source d'émission émet moins de 5 000 tonnes de $CO_{2(e)}$ fossile par an ou moins de 10 % des émissions fossiles totales de l'installation, jusqu'à une contribution totale maximale de 100 000 tonnes de $CO_{2(e)}$ fossile par an, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue.

b) «sources d'émission majeures», lorsque la source d'émission n'entre pas dans la catégorie des sources d'émission mineures.

Par dérogation à l'article 14, paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à ne pas modifier le plan de surveillance lorsque, sur la base des émissions vérifiées, le seuil visé au premier alinéa pour la classification d'une source d'émission en tant que source d'émission mineure a été dépassé, mais que l'exploitant prouve de manière concluante que ce seuil n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

5. Si les émissions annuelles moyennes vérifiées de l'installation pour la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours ne sont pas disponibles ou ne sont plus représentatives aux fins du paragraphe 2, l'exploitant utilise pour déterminer la catégorie de l'installation une estimation prudente des émissions annuelles moyennes tenant compte du CO_2 transféré, mais pas du CO_2 issu de la biomasse.

▼M1

6. Aux fins du présent article, l’article 38, paragraphe 5, s’applique.

▼B

Article 20

Limites de la surveillance

1. Les exploitants définissent, pour chaque installation, les limites de la surveillance.

▼B

À l'intérieur de ces limites, l'exploitant prend en considération l'ensemble des émissions des gaz à effet de serre concernés, provenant de toutes les sources et de tous les flux liés aux activités menées dans l'installation et visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, ainsi que les émissions liées aux activités et aux gaz à effet de serre inclus par l'État membre dans lequel l'installation est située, en vertu de l'article 24 de ladite directive.

L'exploitant tient également compte des émissions liées aux opérations normales et aux événements exceptionnels, tels que le démarrage et l'arrêt de l'installation et les situations d'urgence survenues au cours de la période de déclaration, à l'exception des émissions provenant des engins mobiles destinés au transport.

2. Lorsqu'il détermine le processus de surveillance et de déclaration, l'exploitant tient compte des exigences sectorielles énoncées à l'annexe IV.

3. Lorsque des fuites sont détectées dans un complexe de stockage au sens de la directive 2009/31/CE et donnent lieu à des émissions ou à des dégagements de CO_2 dans la colonne d'eau, ces fuites sont comptabilisées comme des sources d'émission pour l'installation en question et font l'objet d'une surveillance conformément à la section 23 de l'annexe IV du présent règlement.

L'autorité compétente peut accepter qu'une source d'émission par fuite ne soit pas prise en compte dans le processus de surveillance et de déclaration dès lors que des mesures correctives ont été prises conformément à l'article 16 de la directive 2009/31/CE et que les émissions ou dégagements dans la colonne d'eau résultant de cette fuite ne sont plus détectables.

Article 21

Choix de la méthode de surveillance

1. Aux fins de la surveillance des émissions d'une installation, l'exploitant choisit d'appliquer une méthode fondée sur le calcul ou une méthode fondée sur la mesure, sous réserve des dispositions spécifiques du présent règlement.

La méthode fondée sur le calcul consiste à déterminer les émissions des différents flux à partir des données d'activité obtenues au moyen de systèmes de mesure et de paramètres complémentaires issus d'analyses de laboratoire, ou de valeurs par défaut. La méthode fondée sur le calcul peut être mise en œuvre conformément à la méthode standard définie à l'article 24 ou à la méthode du bilan massique définie à l'article 25.

La méthode fondée sur la mesure consiste à déterminer les émissions des différentes sources par une mesure continue de la concentration des gaz à effet de serre concernés dans les effluents gazeux ainsi que du débit de ces effluents, et par une surveillance des transferts de CO_2 entre les installations dans lesquelles sont mesurés la concentration de CO_2 et le débit du gaz transféré.

Si l'exploitant applique la méthode fondée sur le calcul, il indique dans le plan de surveillance, pour chaque flux, s'il s'agit de la méthode standard ou de la méthode du bilan massique et précise les niveaux applicables conformément à l'annexe II.

▼B

2. Sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant peut combiner la méthode standard, la méthode du bilan massique et la méthode fondée sur la mesure pour différentes sources d'émission et différents flux d'une même installation, à condition qu'il n'en résulte ni omission ni double comptabilisation des émissions.

3. Lorsque les exigences sectorielles énoncées à l'annexe IV nécessitent l'utilisation d'une méthode de surveillance spécifique, l'exploitant utilise cette méthode ou une méthode fondée sur la mesure. L'exploitant ne peut choisir une méthode différente que s'il démontre à l'autorité compétente que l'utilisation de la méthode requise n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, ou qu'une autre méthode permet d'obtenir un plus haut degré de précision globale des données d'émission.

Article 22

Méthode de surveillance ne reposant pas sur des niveaux

Par dérogation à l'article 21, paragraphe 1, l'exploitant peut recourir à une méthode de surveillance qui ne repose pas sur des niveaux (ci-après dénommée «méthode alternative») pour certains flux ou sources d'émission, à condition que les conditions suivantes soient réunies:

a) l'application du niveau 1 au minimum, dans le cadre de la méthode fondée sur le calcul, pour un ou plusieurs flux majeurs ou mineurs, et d'une méthode fondée sur la mesure pour au moins une source d'émission liée aux mêmes flux, n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs;

b) l'exploitant évalue et quantifie chaque année les incertitudes associées à tous les paramètres utilisés pour la détermination des émissions annuelles conformément au *guide ISO pour l'expression de l'incertitude de mesure* (JCGM 100:2008) ou à une autre norme équivalente reconnue au niveau international, et fait figurer les résultats dans la déclaration d'émissions annuelle;

c) l'exploitant prouve de manière concluante à l'autorité compétente qu'en appliquant cette méthode alternative de surveillance, les seuils d'incertitude globale associés au niveau annuel des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble de l'installation ne dépassent pas 7,5 % dans le cas des installations de catégorie A, 5,0 % dans le cas des installations de catégorie B et 2,5 % dans le cas des installations de catégorie C.

Article 23

Modifications temporaires de la méthode de surveillance

1. Lorsque, pour des raisons techniques, l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente se révèle temporairement impossible, l'exploitant concerné applique le niveau le plus élevé possible, ou une approche prudente non fondée sur les niveaux si l'application d'un niveau n'est pas réalisable, jusqu'à ce que les conditions permettant l'application du niveau approuvé dans le plan de surveillance soient rétablies.

▼B

L'exploitant prend toutes les mesures nécessaires pour permettre la reprise rapide de l'application du plan de surveillance tel qu'approuvé par l'autorité compétente.

2. L'exploitant concerné notifie à l'autorité compétente dans les meilleurs délais la modification temporaire de la méthode de surveillance visée au paragraphe 1, en précisant:

a) les raisons des divergences par rapport au plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;

b) les détails de la méthode de surveillance provisoire appliquée par l'exploitant pour déterminer les émissions dans l'attente du rétablissement des conditions permettant l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;

c) les mesures prises par l'exploitant pour rétablir les conditions permettant l'application du plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;

d) la date à laquelle il est prévu que le plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente pourra à nouveau être appliqué.

SECTION 2

Méthode fondée sur le calcul

Sous-section 1

Généralités

Article 24

Calcul des émissions par la méthode standard

1. Dans la méthode standard, l'exploitant calcule les émissions de combustion, pour chaque flux, en multipliant les données d'activité liées à la quantité de combustible consommée, exprimées en térajoules sur la base du pouvoir calorifique inférieur (PCI), par le facteur d'émission correspondant, exprimé en tonnes de CO_2 par térajoule (t CO_2/TJ), en accord avec l'utilisation du PCI, et par le facteur d'oxydation correspondant.

Pour les combustibles, l'autorité compétente peut autoriser l'utilisation de facteurs d'émission exprimés en t CO_2/t ou en t CO_2/Nm^3. Dans ces cas, l'exploitant détermine les émissions de combustion en multipliant les données d'activité liées à la quantité de combustible consommée, exprimées en tonnes ou en normomètres cubes, par le facteur d'émission et par le facteur d'oxydation correspondants.

2. L'exploitant détermine les émissions de procédé, pour chaque flux, en multipliant les données d'activité liées à la consommation de matière, au débit ou au rendement, exprimées en tonnes ou en normomètres cubes, par le facteur d'émission correspondant exprimé en t CO_2/t ou en t CO_2/Nm^3 et par le facteur de conversion correspondant.

3. Lorsqu'un facteur d'émission de niveau 1 ou de niveau 2 tient déjà compte de l'effet de réactions chimiques incomplètes, le facteur d'oxydation ou le facteur de conversion prend la valeur 1.

▼B

Article 25

Calcul des émissions par la méthode du bilan massique

1. Dans la méthode du bilan massique, l'exploitant calcule la quantité de CO_2 correspondant à chaque flux pris en considération dans le bilan en multipliant les données d'activité, liées à la quantité de combustible ou de matière entrant ou sortant des limites du bilan massique, par la teneur en carbone du combustible ou de la matière multipliée par 3,664 t CO_2/t C, conformément à la section 3 de l'annexe II.

2. Nonobstant les dispositions de l'article 49, les émissions de l'ensemble du procédé qui sont incluses dans le bilan massique sont obtenues en additionnant les quantités de CO_2 correspondant à chacun des flux pris en considération dans le bilan massique. Aux fins du bilan massique, l'émission de CO dans l'atmosphère est calculée comme étant l'émission de la quantité molaire équivalente de CO_2.

Article 26

Niveaux applicables

1. Lorsqu'il définit les niveaux applicables pour les flux majeurs et mineurs conformément à l'article 21, paragraphe 1, pour déterminer les données d'activité et chaque facteur de calcul, l'exploitant indique les niveaux suivants:

a) au minimum, les niveaux indiqués à l'annexe V dans le cas d'une installation de catégorie A, ou lorsqu'un facteur de calcul est requis pour un flux qui correspond à un combustible marchand ordinaire;

b) le niveau le plus élevé défini à l'annexe II dans les cas autres que ceux visés au point a).

Pour les flux majeurs, l'exploitant peut toutefois appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa dans le cas des installations de catégorie C et descendre jusqu'à deux niveaux en dessous pour les installations des catégories A et B, le niveau 1 étant un minimum, s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

L'autorité compétente peut, pour les flux majeurs, autoriser un exploitant à appliquer des niveaux inférieurs à ceux visés au deuxième alinéa — le niveau 1 étant un minimum — pendant une période de transition convenue avec l'exploitant, à condition que les conditions suivantes soient réunies:

a) l'exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au deuxième alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs; et

b) l'exploitant fournit un plan d'amélioration indiquant comment et quand il sera possible d'appliquer au minimum le niveau prescrit au deuxième alinéa.

▼B

2. Pour les flux mineurs, l'exploitant peut appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa — le niveau 1 étant un minimum — s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa du paragraphe 1 n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

3. Dans le cas des flux de minimis, l'exploitant peut déterminer les données d'activité et chaque facteur de calcul en utilisant des estimations prudentes au lieu de recourir aux niveaux, à moins qu'il soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

4. Pour le facteur d'oxydation et le facteur de conversion, l'exploitant applique, au minimum, les niveaux les plus bas indiqués à l'annexe II.

5. Si l'autorité compétente a autorisé l'utilisation de facteurs d'émission exprimés en t CO_2/t ou en t CO_2/Nm^3 pour les combustibles, et pour les combustibles utilisés comme matières entrantes ou dans les bilans massiques conformément à l'article 25, il est possible de surveiller le pouvoir calorifique inférieur en utilisant des estimations prudentes au lieu de recourir aux niveaux, à moins qu'il ne soit possible d'appliquer un niveau donné sans effort supplémentaire.

Sous-section 2

Données d'activité

Article 27

Détermination des données d'activité

1. L'exploitant détermine les données d'activité d'un flux de l'une des deux façons suivantes:

a) par mesurage en continu au niveau du procédé responsable des émissions;

b) par cumul des mesures des quantités livrées séparément, compte tenu des variations des stocks.

2. Aux fins du paragraphe 1, point b), la quantité de combustible ou de matière transformée au cours de la période de déclaration est calculée en déduisant de la quantité de combustible ou de matière reçue au cours de la période de déclaration la quantité de combustible ou de matière sortie de l'installation, et en y ajoutant la quantité de combustible ou de matière en stock au début de la période de déclaration, moins la quantité de combustible ou de matière en stock à la fin de la période de déclaration.

S'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les quantités en stock par une mesure directe, ou si cela entraînerait des coûts excessifs, l'exploitant peut estimer ces quantités de l'une des deux façons suivantes:

a) en se fondant sur les données des années précédentes, corrélées avec la production obtenue pendant la période de déclaration;

▼B

b) en se fondant sur les procédures consignées par écrit et sur les données correspondantes figurant dans les états financiers vérifiés couvrant la période de déclaration.

Lorsqu'il n'est pas techniquement réalisable de déterminer les données d'activité pour une période couvrant exactement une année civile, ou si cela entraînerait des coûts excessifs, l'exploitant peut choisir le jour le plus approprié pour séparer une année de déclaration de l'année de déclaration suivante et reconstituer ainsi l'année civile en question. Les écarts éventuels concernant un ou plusieurs flux sont clairement consignés; ils constituent la base d'une valeur représentative de l'année civile et sont pris en compte de manière cohérente pour l'année suivante.

Article 28

Systèmes de mesure sous le contrôle de l'exploitant

1. Pour déterminer les données d'activité conformément à l'article 27, l'exploitant utilise les résultats de mesurage fournis par les systèmes de mesure placés sous son propre contrôle dans l'installation, pour autant que les conditions suivantes soient réunies:

a) l'exploitant est tenu de réaliser une évaluation de l'incertitude et de veiller à ce que le seuil d'incertitude correspondant au niveau applicable soit respecté;

b) l'exploitant est tenu de faire en sorte que, au moins une fois par an et après chaque étalonnage des instruments de mesure, les résultats de l'étalonnage multipliés par un facteur de correction prudent soient comparés aux seuils d'incertitude requis. Le facteur de correction prudent se fonde sur une série chronologique appropriée d'étalonnages antérieurs de l'instrument en question ou d'instruments similaires, afin de tenir compte de l'effet de l'incertitude en service.

En cas de dépassement des seuils associés aux niveaux approuvés conformément à l'article 12 ou en cas de non-conformité de l'équipement à d'autres exigences, l'exploitant prend des mesures correctives dans les meilleurs délais et en informe l'autorité compétente.

2. L'exploitant fournit l'évaluation de l'incertitude visée au paragraphe 1, point a), à l'autorité compétente lorsqu'il notifie un nouveau plan de surveillance ou si cela s'avère nécessaire en raison d'une modification du plan de surveillance approuvé.

Cette évaluation englobe l'incertitude spécifiée des instruments de mesure employés, l'incertitude associée à l'étalonnage et toute autre incertitude liée au mode d'utilisation des instruments de mesure. L'évaluation de l'incertitude englobe l'incertitude liée aux variations des stocks si les installations de stockage peuvent contenir 5 % au moins de la quantité du combustible ou de la matière considérés utilisée chaque année. Lorsqu'il procède à l'évaluation, l'exploitant tient compte du fait que les valeurs déclarées qui servent à définir les seuils d'incertitude associés aux niveaux figurant à l'annexe II se rapportent à l'incertitude sur l'ensemble de la période de déclaration.

▼B

L'exploitant peut simplifier l'évaluation de l'incertitude en considérant que l'erreur maximale tolérée pour l'instrument de mesure en service ou, si elle est inférieure, l'incertitude associée à l'étalonnage multipliée par un facteur de correction prudent pour tenir compte de l'effet de l'incertitude en service, correspond à l'incertitude sur l'ensemble de la période de déclaration, conformément aux niveaux définis à l'annexe II, pour autant que les instruments de mesure soient installés dans un environnement adapté à leurs caractéristiques de fonctionnement.

3. Nonobstant les dispositions du paragraphe 2, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à utiliser les résultats de mesurage fournis par les systèmes de mesure placés sous son propre contrôle dans l'installation, si l'exploitant apporte la preuve que les instruments de mesure utilisés font l'objet d'un contrôle métrologique légal national.

À cet effet, l'erreur maximale tolérée en service admise par la législation nationale relative au contrôle métrologique légal pour la tâche de mesurage en question peut être utilisée comme valeur d'incertitude, sans autre justificatif.

Article 29

Systèmes de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant

1. Lorsqu'une évaluation simplifiée de l'incertitude fait apparaître que l'utilisation de systèmes de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant, plutôt que de systèmes placés sous le contrôle de l'exploitant conformément à l'article 28, permet à l'exploitant d'appliquer un niveau au moins aussi élevé, donne des résultats plus fiables et présente un moindre risque de carence de contrôle, l'exploitant détermine les données d'activité au moyen de systèmes de mesure qui ne sont pas placés sous son contrôle.

À cet effet, l'exploitant peut recourir à l'une des sources d'information suivantes:

a) les quantités figurant sur les factures émises par un partenaire commercial, sous réserve de la passation d'une transaction commerciale entre deux partenaires indépendants;

b) les valeurs directement fournies par les instruments de mesure.

2. L'exploitant veille à assurer le respect du niveau applicable conformément à l'article 26.

À cet effet, l'erreur maximale tolérée en service admise par la législation nationale relative au contrôle métrologique légal pour la transaction commerciale en question peut être utilisée comme valeur d'incertitude, sans autre justificatif.

Lorsque les exigences applicables dans le cadre du contrôle métrologique légal sont moins strictes que celles requises par le niveau applicable en vertu de l'article 26, l'exploitant se fait confirmer l'incertitude applicable par le partenaire commercial responsable du système de mesure.

▼B

Sous-section 3

Facteurs de calcul

Article 30

Détermination des facteurs de calcul

1. L'exploitant détermine les facteurs de calcul soit sous la forme de valeurs par défaut, soit sur la base d'analyses, en fonction du niveau applicable.

2. L'exploitant détermine et déclare toujours les facteurs de calcul en se référant à l'état du combustible ou de la matière qui est utilisé pour les données d'activité correspondantes, c'est-à-dire l'état dans lequel se trouve le combustible ou la matière lors de l'achat ou de l'utilisation dans le procédé responsable des émissions, avant séchage ou autre traitement en vue des analyses de laboratoire.

Au cas où cette méthode entraînerait des coûts excessifs, ou si une plus grande précision est possible, l'exploitant peut systématiquement déterminer les données d'activité et les facteurs de calcul en se référant à l'état du combustible ou de la matière au moment où les analyses de laboratoire sont effectuées.

L'exploitant n'est tenu de déterminer la fraction issue de la biomasse que pour les combustibles ou matières mixtes. Pour les autres combustibles ou matières, il convient d'utiliser la valeur par défaut égale à 0 % pour la fraction issue de la biomasse des combustibles ou matières fossiles, et une valeur par défaut de la fraction issue de la biomasse égale à 100 % pour les combustibles ou matières issus de la biomasse constitués exclusivement de biomasse.

Article 31

Valeurs par défaut des facteurs de calcul

1. Lorsque l'exploitant détermine les facteurs de calcul sous la forme de valeurs par défaut, il utilise, conformément aux exigences requises par le niveau applicable tel que défini aux annexes II et VI, une des valeurs suivantes:

a) les facteurs standard et les facteurs stœchiométriques énumérés à l'annexe VI;

b) les facteurs standard utilisés par l'État membre dans l'inventaire national qu'il soumet au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques;

c) les valeurs de la littérature convenues avec l'autorité compétente, notamment les facteurs standard publiés par l'autorité compétente, qui sont compatibles avec les facteurs visés au point b), mais qui sont représentatives de flux plus spécifiques de combustibles;

d) les valeurs spécifiées et garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que la teneur en carbone présente un intervalle de confiance à 95 % qui n'excède pas 1 %;

▼B

e) les valeurs issues d'analyses effectuées antérieurement, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que ces valeurs sont représentatives des futurs lots du même combustible ou de la même matière.

2. L'exploitant précise toutes les valeurs par défaut utilisées dans le plan de surveillance.

En cas de changement des valeurs par défaut d'une année sur l'autre, l'exploitant précise la source autorisée applicable pour la valeur en question dans le plan de surveillance.

3. L'autorité compétente ne peut approuver le changement des valeurs par défaut d'un facteur de calcul dans le plan de surveillance conformément à l'article 15, paragraphe 2, que si l'exploitant prouve que la nouvelle valeur par défaut permet une détermination plus précise des émissions.

4. À la demande de l'exploitant, l'autorité compétente peut autoriser, pour la détermination du pouvoir calorifique inférieur et des facteurs d'émission des combustibles, l'application des mêmes niveaux que ceux requis pour les combustibles marchands ordinaires, à condition que l'exploitant prouve, au minimum tous les trois ans, que l'intervalle de 1 % pour le pouvoir calorifique inférieur spécifié a été respecté au cours des trois dernières années.

5. À la demande de l'exploitant, l'autorité compétente peut accepter que la teneur stœchiométrique en carbone d'une substance chimique pure soit considérée comme respectant un niveau qui nécessiterait normalement des analyses effectuées conformément aux articles 32 à 35, si l'exploitant peut démontrer de manière concluante à l'autorité compétente que le recours à des analyses entraînerait des coûts excessifs et que l'utilisation de la valeur stœchiométrique ne conduira pas à une sous-estimation des émissions.

Article 32

Détermination des facteurs de calcul par analyse

1. L'exploitant veille à ce que les analyses, l'échantillonnage, les étalonnages et les validations nécessaires à la détermination des facteurs de calcul soient réalisés au moyen de méthodes fondées sur les normes EN correspondantes.

En l'absence de telles normes, les méthodes sont fondées sur les normes ISO ou les normes nationales pertinentes. En l'absence de norme publiée, l'exploitant s'appuie sur les projets de normes, sur les lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie ou sur d'autres méthodes scientifiquement validées, permettant de limiter l'erreur d'échantillonnage et de mesure.

2. En cas d'utilisation d'appareils de chromatographie en phase gazeuse en ligne ou d'analyseurs de gaz avec ou sans extraction pour la détermination des émissions, l'exploitant sollicite l'autorisation préalable de l'autorité compétente. Ces appareils sont uniquement utilisés pour déterminer la composition des matières et combustibles gazeux. À titre de mesure minimale d'assurance de la qualité, l'exploitant veille à ce que l'instrument fasse l'objet d'une validation initiale renouvelée chaque année.

▼B

3. Les résultats des analyses ne sont utilisés que pour la période de livraison ou pour le lot de combustible ou de matière pour lesquels les échantillons ont été prélevés et dont ils sont censés être représentatifs.

Pour la détermination d'un paramètre donné, l'exploitant utilise les résultats de toutes les analyses effectuées qui se rapportent à ce paramètre.

Article 33

Plan d'échantillonnage

1. Lorsque les facteurs de calcul sont déterminés au moyen d'analyses, l'exploitant, pour chaque combustible ou matière, soumet à l'approbation de l'autorité compétente un plan d'échantillonnage, sous la forme d'une procédure écrite, qui précise les modalités de préparation des échantillons, et en particulier les responsabilités, ainsi que les lieux, les fréquences de prélèvement, les quantités à prélever et les méthodes de stockage et de transport des échantillons.

L'exploitant veille à ce que les échantillons prélevés soient représentatifs du lot ou de la période de livraison concernés et exempts de biais. Les principaux éléments du plan d'échantillonnage sont convenus avec le laboratoire réalisant les analyses du combustible ou de la matière en question, et la preuve de cet accord figure dans le plan. L'exploitant met le plan à disposition aux fins de la vérification au titre du règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

2. En accord avec le laboratoire réalisant les analyses du combustible ou de la matière concernés et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant adapte les éléments du plan d'échantillonnage si les résultats d'analyse révèlent que l'hétérogénéité du combustible ou de la matière diffère sensiblement des données relatives à l'hétérogénéité sur la base desquelles le plan d'échantillonnage initial de ce combustible ou de cette matière a été établi.

Article 34

Recours aux laboratoires

1. L'exploitant veille à ce que les laboratoires auxquels il est fait appel pour réaliser les analyses en vue de la détermination des facteurs de calcul soient accrédités conformément à la norme EN ISO/IEC 17025 pour les méthodes d'analyse en question.

2. Il ne peut être fait appel à des laboratoires non accrédités conformément à la norme EN ISO/IEC 17205 pour la détermination des facteurs de calcul que si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente qu'il n'est pas techniquement possible de faire appel aux laboratoires visés au paragraphe 1, ou que cela entraînerait des coûts excessifs, et que les laboratoires non accrédités répondent à des exigences équivalentes à celles définies dans la norme EN ISO/IEC 17025.

▼B

3. L'autorité compétente considère qu'un laboratoire répond à des exigences équivalentes à celles définies dans la norme EN ISO/IEC 17025, au sens du paragraphe 2, lorsque l'exploitant fournit, dans la mesure du possible sous une forme et avec un niveau de détail semblables à ceux requis pour les procédures prescrites à l'article 12, paragraphe 2, les preuves requises conformément au deuxième et au troisième alinéa du présent paragraphe.

En ce qui concerne la gestion de la qualité, l'exploitant produit une certification accréditée du laboratoire conformément à la norme EN ISO/IEC 9001 ou à d'autres systèmes certifiés de gestion de la qualité qui couvrent le laboratoire. En l'absence de tels systèmes certifiés de gestion de la qualité, l'exploitant fournit d'autres éléments appropriés prouvant que le laboratoire est capable de gérer de façon fiable son personnel, ses procédures, ses documents et ses tâches.

En ce qui concerne la compétence technique, l'exploitant démontre que le laboratoire est compétent et capable d'obtenir des résultats valables sur le plan technique en utilisant les procédures d'analyse appropriées. Cette démonstration porte au moins sur les éléments suivants:

a) gestion de la compétence du personnel pour les tâches spécifiques à accomplir;

b) adéquation des conditions d'hébergement et des conditions ambiantes;

c) choix des méthodes d'analyse et des normes applicables;

d) le cas échéant, gestion de l'échantillonnage et de la préparation des échantillons, et contrôle de leur intégrité;

e) le cas échéant, mise au point et validation de nouvelles méthodes d'analyse ou application de méthodes ne relevant pas de normes nationales ou internationales;

f) estimation de l'incertitude;

g) gestion de l'équipement, y compris des procédures d'étalonnage, de correction, de maintenance et de réparation de l'équipement, et tenue de dossiers s'y rapportant;

h) gestion et contrôle des données, des documents et des logiciels;

i) gestion des éléments d'étalonnage et des matériaux de référence;

j) assurance qualité des résultats de l'étalonnage et des essais, y compris participation régulière à des programmes d'essais d'aptitude dans le cadre desquels les méthodes d'analyse sont appliquées à des matériaux de référence certifiés, ou comparaisons avec un laboratoire accrédité;

▼B

k) gestion des procédés externalisés;

l) gestion des attributions et des plaintes des clients, et prise des mesures correctives en temps voulu.

Article 35

Fréquence des analyses

1. L'exploitant applique les fréquences d'analyse minimales indiquées à l'annexe VII pour les différents combustibles et matières.

2. L'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à appliquer une fréquence qui diffère de celle visée au paragraphe 1 lorsqu'aucune fréquence minimale n'est indiquée ou lorsque l'exploitant démontre l'existence d'une des situations suivantes:

a) d'après les données historiques, y compris les valeurs d'analyse obtenues pour les combustibles ou matières concernés au cours de la période de déclaration précédant immédiatement la période de déclaration en cours, la variation des valeurs d'analyse obtenues pour les différents combustibles ou matières n'excède pas un tiers de la valeur d'incertitude que l'exploitant doit respecter pour la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants;

b) l'application de la fréquence prescrite entraînerait des coûts excessifs.

Lorsqu'une installation ne fonctionne qu'une partie de l'année ou lorsque des combustibles ou matières sont livrés en lots qui sont consommés sur plus d'une année civile, l'autorité compétente peut convenir avec l'exploitant d'un programme d'analyse plus approprié, à condition que cela se traduise par une incertitude comparable à celle visée au premier alinéa, point a).

Sous-section 4

Facteurs de calcul spécifiques

Article 36

Facteurs d'émission pour le CO_2

1. L'exploitant détermine, pour les émissions de CO_2, les facteurs d'émission spécifiques des différentes activités.

2. Les facteurs d'émission des combustibles, y compris lorsqu'ils sont utilisés comme matières entrantes, sont exprimés en t CO_2/TJ.

Dans le cas des émissions de combustion, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à utiliser un facteur d'émission exprimé en t CO_2/t ou en t CO_2/Nm^3 pour un combustible, lorsque cela permet de calculer les

▼B

émissions avec une précision au moins équivalente ou lorsque l'utilisation d'un facteur d'émission exprimé en t CO_2/TJ entraînerait des coûts excessifs.

3. Pour convertir la teneur en carbone en valeur correspondante d'un facteur d'émission relatif au CO_2 ou inversement, l'exploitant applique le facteur 3,664 t CO_2/t C.

Article 37

Facteurs d'oxydation et de conversion

1. L'exploitant applique au minimum le niveau 1 pour déterminer les facteurs d'oxydation ou de conversion. L'exploitant donne la valeur 1 au facteur d'oxydation ou de conversion si le facteur d'émission tient compte de l'effet d'une oxydation ou d'une conversion incomplète.

L'autorité compétente peut toutefois exiger que les exploitants appliquent systématiquement le niveau 1.

2. Lorsque plusieurs combustibles sont utilisés dans une installation et que le niveau 3 doit être appliqué pour le facteur d'oxydation spécifique, l'exploitant peut demander l'autorisation de l'autorité compétente pour recourir à l'une des possibilités suivantes:

a) déterminer un facteur d'oxydation global pour l'ensemble du processus de combustion, et l'appliquer à tous les combustibles;

b) attribuer une oxydation incomplète à un flux majeur et donner la valeur 1 au facteur d'oxydation des autres flux.

En cas d'utilisation de la biomasse ou de combustibles mixtes, l'exploitant démontre que l'application du point a) ou b) du premier alinéa n'entraîne pas une sous-estimation des émissions.

Sous-section 5

Traitement de la biomasse

Article 38

Flux de biomasse

1. L'exploitant peut déterminer les données d'activité d'un flux de biomasse sans recourir aux niveaux et sans fournir d'analyse attestant la teneur en biomasse, si le flux est exclusivement constitué de biomasse et si l'exploitant peut garantir qu'il n'est pas contaminé par d'autres matières ou combustibles.

▼M1

Aux fins du présent article, l'article 38, paragraphe 5, s'applique.

▼B

2. ►M1 Le facteur d'émission pour la biomasse est égal à zéro. Aux fins du présent article, l'article 38, paragraphe 5, s'applique. ◄

▼B

Le facteur d'émission de chaque combustible ou matière qui figure dans la déclaration est obtenu en multipliant le facteur d'émission préliminaire déterminé conformément à l'article 30 par la fraction fossile du combustible ou de la matière.

3. La tourbe, la xylite et les fractions fossiles des combustibles ou matières mixtes ne sont pas considérées comme de la biomasse.

4. Lorsque la fraction issue de la biomasse de combustibles ou matières mixtes est supérieure ou égale à 97 % ou que, du fait de la quantité d'émissions associée à la fraction fossile du combustible ou de la matière, les conditions caractérisant un flux de minimis sont réunies, l'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à appliquer des méthodes ne reposant pas sur des niveaux, et notamment la méthode du bilan énergétique, pour déterminer les données d'activité et les facteurs de calcul pertinents.

▼M1

Aux fins du présent article, l'article 38, paragraphe 5, s'applique.

5. Lorsqu'il est fait référence au présent paragraphe, les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse utilisés pour la combustion satisfont aux critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre établis à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001.

Toutefois, les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse produits à partir de déchets et de résidus, autres que les résidus de l'agriculture, de l'aquaculture, de la pêche et de la sylviculture, ne doivent remplir que les critères énoncés à l'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001. Le présent alinéa s'applique également aux déchets et résidus qui sont d'abord transformés en un produit avant d'être transformés ensuite en biocarburants, bioliquides et combustibles issus de la biomasse.

L'électricité, le chauffage et le refroidissement produits à partir de déchets municipaux solides ne sont pas soumis aux critères énoncés à l'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001.

Les critères établis à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 s'appliquent quelle que soit l'origine géographique de la biomasse.

L'article 29, paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 s'applique à une installation telle que définie à l'article 3, point e), de la directive 2003/87/CE.

Le respect des critères fixés à l'article 29, paragraphes 2 à 7 et paragraphe 10, de la directive (UE) 2018/2001 est évalué conformément aux dispositions de l'article 30 et de l'article 31, paragraphe 1, de ladite directive.

Lorsque la biomasse utilisée pour la combustion n'est pas conforme au présent paragraphe, sa teneur en carbone est considérée comme du carbone fossile.

▼M2

6. Par dérogation au paragraphe 5, premier alinéa, du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022, les États membres, ou les autorités compétentes, le cas échéant, peuvent considérer que les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre visés audit paragraphe sont satisfaits en ce qui concerne les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse utilisés pour la combustion.

▼B

Article 39

Détermination de la fraction issue de la biomasse et de la fraction fossile

1. Pour les combustibles ou matières mixtes, l'exploitant peut soit considérer que la part de la biomasse est nulle et appliquer une fraction

▼B

fossile par défaut de 100 %, soit déterminer une fraction issue de la biomasse conformément au paragraphe 2, en appliquant les niveaux définis à la section 2.4 de l'annexe II.

2. Lorsque, en fonction du niveau appliqué, l'exploitant doit effectuer des analyses pour déterminer la fraction issue de la biomasse, il détermine cette fraction issue de la biomasse conformément à une norme pertinente et aux méthodes d'analyse qu'elle prescrit, cette norme et ces méthodes d'analyse devant être approuvées par l'autorité compétente.

Lorsque, en fonction du niveau appliqué, l'exploitant doit effectuer des analyses pour déterminer la fraction issue de la biomasse, mais que l'application du premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs, l'exploitant soumet à l'approbation de l'autorité compétente une méthode alternative pour déterminer la fraction issue de la biomasse. Pour les combustibles ou les matières issus d'un procédé de production dont les flux entrants sont connus et traçables, l'exploitant peut fonder cette estimation sur un bilan massique du carbone d'origine fossile et du carbone issu de la biomasse à l'entrée et à la sortie du procédé.

La Commission peut fournir des lignes directrices sur d'autres méthodes d'estimation applicables.

▼M1

3. Par dérogation aux dispositions des paragraphes 1 et 2 et de l'article 30, l'exploitant n'a pas recours à des analyses ou à des méthodes d'estimation conformément au paragraphe 2 pour déterminer la fraction issue de la biomasse du gaz naturel reçu d'un réseau de gaz auquel du biogaz est ajouté.

L'exploitant peut déterminer qu'une certaine quantité de gaz naturel provenant du réseau de gaz est du biogaz en utilisant la méthode décrite au paragraphe 4.

4. L'exploitant peut déterminer la fraction issue de la biomasse en utilisant des données d'achat de biogaz d'une valeur énergétique équivalent, à condition qu'il apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, que:

a) il n'y a pas de double comptage de la même quantité de biogaz, en particulier que personne d'autre ne revendique l'utilisation du biogaz acheté, y compris par la présentation d'une garantie d'origine telle que définie à l'article 2, point 12, de la directive (UE) 2018/2001;

b) l'exploitant et le producteur de biogaz sont raccordés au même réseau gazier.

Afin de prouver qu'il respecte les exigences du présent paragraphe, l'exploitant peut utiliser les données enregistrées dans une base de données créée par un ou plusieurs États membres qui permet de retracer les transferts de biogaz.

▼B

SECTION 3

Méthode fondée sur la mesure

Article 40

Utilisation d'une méthode de surveillance fondée sur la mesure

L'exploitant applique une méthode fondée sur la mesure pour toutes les émissions de protoxyde d'azote (N_2O), comme indiqué à l'annexe IV, ainsi que pour la quantification du CO_2 transféré conformément à l'article 49.

L'exploitant peut en outre utiliser une méthode fondée sur la mesure pour les sources d'émission de CO_2 s'il peut prouver que, pour chaque source d'émission, les niveaux requis conformément à l'article 41 sont respectés.

Article 41

Niveaux applicables

1. Pour chaque source d'émission majeure, l'exploitant applique les dispositions ci-après:

a) dans le cas des installations de catégorie A, au minimum les niveaux indiqués à la section 2 de l'annexe VIII;

b) dans les autres cas, le niveau le plus élevé indiqué à la section 1 de l'annexe VIII.

L'exploitant peut toutefois appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa dans le cas des installations de catégorie C et descendre jusqu'à deux niveaux en dessous pour les installations des catégories A et B, le niveau 1 étant un minimum, s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

2. Pour les émissions issues de sources mineures, l'exploitant peut appliquer un niveau immédiatement inférieur aux niveaux prescrits au premier alinéa du paragraphe 1 — le niveau 1 étant un minimum — s'il démontre de manière concluante à l'autorité compétente que le niveau prescrit au premier alinéa du paragraphe 1 n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Article 42

Normes et laboratoires de mesure

1. Toutes les mesures sont réalisées à l'aide de méthodes fondées sur:

a) la norme EN 14181 (Émissions de sources fixes — assurance qualité des systèmes automatiques de mesure);

b) la norme EN 15259 (Qualité de l'air — mesurage des émissions de sources fixes — exigences relatives aux sections et aux sites de mesurage et relatives à l'objectif, au plan et au rapport de mesurage):

▼B

c) d'autres normes EN pertinentes, notamment la norme EN ISO 16911-2 (Émissions de sources fixes - Détermination manuelle et automatique de la vitesse et du débit-volume d'écoulement dans les conduits).

En l'absence de telles normes, les méthodes sont fondées sur les normes ISO, les normes publiées par la Commission ou les normes nationales pertinentes. En l'absence de norme publiée, l'exploitant s'appuie sur les projets de normes, sur les lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie ou sur d'autres méthodes scientifiquement validées, permettant de limiter l'erreur d'échantillonnage et de mesure.

L'exploitant prend en considération tous les aspects du système de mesure continue, en particulier l'emplacement de l'équipement, l'étalonnage, le mesurage, l'assurance qualité et le contrôle de la qualité.

2. L'exploitant veille à ce que les laboratoires réalisant les mesures et procédant à l'étalonnage et au contrôle des équipements des systèmes de mesure continue des émissions (SMCE) soient accrédités conformément à la norme EN ISO/IEC 17025 pour les méthodes d'analyse ou les activités d'étalonnage concernées.

Si le laboratoire ne dispose pas de cette accréditation, l'exploitant veille à ce que les exigences équivalentes énoncées à l'article 34, paragraphes 2 et 3, soient respectées.

Article 43

Détermination des émissions

1. L'exploitant détermine les émissions annuelles d'une source d'émission au cours de la période de déclaration en additionnant toutes les valeurs horaires mesurées de la concentration de gaz à effet de serre sur la période de déclaration et en les multipliant par les valeurs horaires du débit d'effluents gazeux (les valeurs horaires étant des moyennes de tous les résultats de mesure obtenus pour l'heure d'exploitation considérée).

Dans le cas des émissions de CO_2, l'exploitant détermine les émissions annuelles à l'aide de l'équation 1 de l'annexe VIII. Le CO émis dans l'atmosphère est considéré comme la quantité molaire équivalente de CO_2.

Dans le cas du protoxyde d'azote (N_2O), l'exploitant détermine les émissions annuelles à l'aide de l'équation figurant à l'annexe IV, section 16, sous-section B.1.

2. Lorsque plusieurs sources d'émission coexistent dans une installation et que les émissions ne peuvent pas être mesurées globalement, l'exploitant mesure séparément les émissions provenant de ces sources et additionne les résultats pour obtenir les émissions totales du gaz en question au cours de la période de déclaration.

3. L'exploitant détermine la concentration de gaz à effet de serre dans les effluents gazeux par mesure continue en un point représentatif, de l'une des façons suivantes:

▼B

a) par mesure directe;

b) en cas de forte concentration dans les effluents gazeux, par calcul de la concentration au moyen d'une mesure indirecte de la concentration, à l'aide de l'équation 3 de l'annexe VIII, compte tenu des concentrations mesurées de tous les autres constituants du flux de gaz conformément au plan de surveillance de l'exploitant.

4. Le cas échéant, l'exploitant détermine séparément toute quantité de CO_2 issu de la biomasse et déduit cette quantité des émissions totales mesurées de CO_2. À cette fin, l'exploitant peut utiliser:

a) une méthode fondée sur le calcul, notamment une méthode d'analyse et d'échantillonnage fondée sur la norme EN ISO 13833 [Émissions de sources fixes — Détermination du rapport du dioxyde de carbone de la biomasse (biogénique) et des dérivés fossiles — Échantillonnage et détermination au radiocarbone];

b) une autre méthode fondée sur une norme pertinente, comme la norme ISO 18466 (Émission des sources fixes - Détermination de la fraction biogénique de CO_2 dans les gaz de cheminées en utilisant la méthode des bilans);

c) une méthode d'estimation publiée par la Commission.

Lorsque la méthode proposée par l'exploitant implique un échantillonnage continu des effluents gazeux, il convient d'appliquer la norme EN 15259 (Qualité de l'air — Mesurage des émissions de source fixe — Exigences relatives aux sections et aux sites de mesurage et relatives à l'objectif, au plan et au rapport de mesurage).

▼M1

Aux fins du présent article, l'article 38, paragraphe 5, s'applique.

▼B

5. L'exploitant détermine le débit d'effluents gazeux aux fins du calcul visé au paragraphe 1 par une des méthodes suivantes:

a) par calcul, au moyen d'un bilan massique approprié, tenant compte de tous les paramètres importants à l'entrée, notamment, pour les émissions de CO_2, au moins des charges de matières entrantes, du débit d'air entrant et du rendement du procédé, ainsi que des paramètres à la sortie, y compris au moins de la quantité de produit fabriquée et des concentrations d'oxygène (O_2), de dioxyde de soufre (SO_2) et d'oxydes d'azote (NO_x);

b) par mesure continue du débit en un point représentatif.

Article 44

Agrégation des données

1. L'exploitant calcule des moyennes horaires pour chaque paramètre, notamment la concentration et le débit des effluents gazeux, servant à la détermination des émissions par une méthode fondée sur la mesure en utilisant tous les relevés disponibles pour l'heure considérée.

▼B

Si l'exploitant est en mesure de produire des données pour des périodes de référence plus courtes sans générer de coût supplémentaire, il utilise ces périodes de référence pour déterminer les émissions annuelles conformément à l'article 43, paragraphe 1.

2. Si l'équipement de mesure continue d'un paramètre est en dérangement, mal réglé ou hors service pendant une partie de l'heure ou de la période de référence visée au paragraphe 1, l'exploitant calcule la moyenne horaire correspondante au prorata des relevés restants pour l'heure ou la période de référence plus courte considérée, à condition qu'au moins 80 % du nombre maximal de relevés pouvant être obtenus pour un paramètre soient disponibles.

Les paragraphes 2 à 4 de l'article 45 s'appliquent lorsque moins de 80 % du nombre maximal de relevés pouvant être obtenus pour un paramètre sont disponibles.

Article 45

Données manquantes

1. Lorsqu'un élément de l'équipement de mesure faisant partie d'un SMCE est hors service pendant plus de cinq jours consécutifs au cours d'une année civile, l'exploitant en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais et propose des mesures appropriées pour améliorer la qualité du SMCE concerné.

2. Lorsque, en raison d'un dérangement, d'un mauvais réglage ou d'un dysfonctionnement de l'équipement, il est impossible d'obtenir une heure de données valides ou des données valides sur une période de référence plus courte au sens de l'article 44, paragraphe 1, pour un ou plusieurs des paramètres de la méthode fondée sur la mesure, l'exploitant détermine des valeurs de substitution pour chaque heure de données manquantes.

3. Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de données valides ou des données valides sur une période de référence plus courte pour un paramètre mesuré directement en tant que concentration, l'exploitant calcule une valeur de substitution en additionnant la concentration moyenne et deux fois l'écart-type associé à cette moyenne, à l'aide de l'équation 4 de l'annexe VIII.

Lorsque la période de déclaration ne convient pas pour la détermination de ces valeurs de substitution en raison de modifications techniques importantes intervenues dans l'installation, l'exploitant convient avec l'autorité compétente d'un intervalle de temps représentatif, correspondant si possible à une année, pour déterminer la moyenne et l'écart-type.

4. Lorsqu'il n'est pas possible d'obtenir une heure de données valides pour un paramètre autre que la concentration, l'exploitant calcule des valeurs de substitution de ce paramètre à l'aide d'un modèle approprié de bilan massique ou d'un bilan énergétique du procédé. L'exploitant valide les résultats en utilisant les autres paramètres mesurés de la méthode fondée sur la mesure et les données obtenues dans des conditions de fonctionnement normales, pour une période de même durée que celle pour laquelle les données sont manquantes.

▼B

Article 46

Corroboration par calcul des émissions

L'exploitant corrobore les émissions déterminées par une méthode fondée sur la mesure, à l'exception des émissions de N_2O liées à la production d'acide nitrique et des gaz à effet de serre transférés vers un réseau de transport ou dans un site de stockage, en calculant les émissions annuelles de chaque gaz à effet de serre considéré, pour les mêmes sources d'émission et les mêmes flux.

L'application de méthodes fondées sur des niveaux n'est pas obligatoire.

SECTION 4

Dispositions spéciales

Article 47

Installations à faible niveau d'émission

1. L'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à présenter un plan de surveillance simplifié conformément à l'article 13, pour autant que celui-ci exploite une installation à faible niveau d'émission.

Le premier alinéa ne s'applique pas aux installations menant des activités pour lesquelles le N_2O est inclus conformément à l'annexe I de la directive 2003/87/CE.

2. Aux fins du paragraphe 1, premier alinéa, une installation est considérée comme une installation à faible niveau d'émission lorsqu'au moins une des conditions suivantes est respectée:

a) les émissions annuelles moyennes de l'installation qui ont été consignées dans les déclarations d'émissions vérifiées au cours de la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours étaient inférieures à 25 000 tonnes de $CO_{2(e)}$ par an, compte non tenu du CO_2 issu de la biomasse et avant déduction du CO_2 transféré;

b) les émissions annuelles moyennes visées au point a) ne sont pas disponibles ou ne sont plus utilisables en raison de modifications apportées aux limites de l'installation ou aux conditions d'exploitation, mais, sur la base d'une estimation prudente, les émissions annuelles de cette installation au cours des cinq prochaines années seront inférieures à 25 000 tonnes de $CO_{2(e)}$ par an, compte non tenu du CO_2 issu de la biomasse et avant déduction du CO_2 transféré.

▼M1

Aux fins du présent article, l'article 38, paragraphe 5, s'applique.

▼B

3. L'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission n'est pas tenu de présenter les justificatifs mentionnés à l'article 12, paragraphe 1, troisième alinéa, et il est dispensé de l'obligation de soumettre un rapport sur les améliorations apportées tel que visé à l'article 69, paragraphe 4, en réponse aux recommandations d'amélioration indiquées par le vérificateur dans le rapport de vérification.

▼B

4. Par dérogation aux dispositions de l'article 27, l'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission peut déterminer la quantité de combustible ou de matière en utilisant les données d'achat consignées et les estimations des variations des stocks. L'exploitant est également dispensé de l'obligation de fournir à l'autorité compétente l'évaluation de l'incertitude visée à l'article 28, paragraphe 2.

5. L'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission est dispensé de l'obligation, énoncée à l'article 28, paragraphe 2, d'inclure l'incertitude liée aux variations des stocks dans l'évaluation de l'incertitude.

6. Par dérogation aux dispositions de l'article 26, paragraphe 1, et de l'article 41, paragraphe 1, l'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission peut appliquer au minimum le niveau 1 pour déterminer les données d'activité et les facteurs de calcul pour chaque flux et pour déterminer les émissions par une méthode fondée sur la mesure, à moins qu'un niveau de précision plus élevé ne puisse être obtenu sans effort supplémentaire de sa part, sans avoir à démontrer que l'application de niveaux plus élevés n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

7. Aux fins de la détermination des facteurs de calcul sur la base d'analyses conformément à l'article 32, l'exploitant d'une installation à faible niveau d'émission peut recourir à tout laboratoire techniquement compétent et capable de produire des résultats valables sur le plan technique à l'aide des méthodes d'analyse appropriées, et il atteste l'existence des mesures d'assurance de la qualité visées à l'article 34, paragraphe 3.

8. Lorsqu'une installation à faible niveau d'émission faisant l'objet d'une surveillance simplifiée dépasse le seuil visé au paragraphe 2 au cours d'une année civile, son exploitant en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

L'exploitant soumet sans tarder une modification importante au sens de l'article 15, paragraphe 3, point b), du plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente.

Toutefois, l'autorité compétente autorise l'exploitant à poursuivre la surveillance simplifiée si celui-ci lui prouve de manière concluante que le seuil visé au paragraphe 2 n'a pas déjà été dépassé au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'il ne sera plus dépassé à compter de la période de déclaration suivante.

Article 48

CO_2 intrinsèque

1. Le CO_2 intrinsèque qui est transféré dans une installation, y compris celui contenu dans le gaz naturel ou dans les effluents gazeux (comme le gaz de haut fourneau ou le gaz de cokerie) ou dans les matières entrantes (comme le gaz de synthèse), est comptabilisé dans le facteur d'émission défini pour ce flux.

▼B

2. Lorsque le CO_2 intrinsèque provient d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ou incluses conformément à l'article 24 de cette directive et est ensuite transféré en tant que constituant d'un flux dans une autre installation et aux fins d'une activité relevant de ladite directive, il n'est pas comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine.

Toutefois, lorsque le CO_2 intrinsèque est émis ou transféré à partir de l'installation vers des entités qui ne relèvent pas de la directive 2003/87/CE, il est comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine.

3. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de CO_2 intrinsèque transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Les quantités de CO_2 intrinsèque respectivement transférées et réceptionnées sont alors identiques.

Lorsque les quantités de CO_2 intrinsèque transférées et réceptionnées ne sont pas identiques et que l'écart entre les deux valeurs est imputable à l'incertitude des systèmes de mesure ou à la méthode de détermination, c'est la moyenne arithmétique des deux valeurs déterminées qui est utilisée dans la déclaration d'émissions de l'installation expéditrice et dans celle de l'installation réceptrice. En pareil cas, la déclaration d'émissions fait état de l'ajustement de cette valeur.

Si l'écart entre les valeurs ne peut s'expliquer par la plage d'incertitude approuvée des systèmes de mesure ou de la méthode de détermination, les exploitants des installations expéditrice et réceptrice rapprochent les valeurs en procédant à des ajustements prudents approuvés par l'autorité compétente.

Article 49

CO_2 transféré

1. L'exploitant déduit des émissions de l'installation toute quantité de CO_2 provenant du carbone fossile utilisé dans le cadre d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui n'est pas émise par l'installation, mais:

a) qui est transférée hors de l'installation vers l'une des entités suivantes:

   i) une installation de captage aux fins du transport et du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;

   ii) un réseau de transport aux fins du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;

   iii) un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE aux fins du stockage géologique à long terme;

b) qui est transféré hors de l'installation en vue de la production de carbonate de calcium précipité, auquel le CO_2 utilisé est chimiquement lié.

▼B

2. L'exploitant de l'installation expéditrice indique, dans sa déclaration d'émissions annuelle, le code d'identification de l'installation réceptrice reconnu conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, si l'installation réceptrice est couverte par ladite directive. Dans tous les autres cas, l'exploitant de l'installation expéditrice fournit le nom et l'adresse de l'installation réceptrice, ainsi que les coordonnées d'une personne à contacter.

Le premier alinéa s'applique également à l'installation réceptrice en ce qui concerne le code d'identification de l'installation expéditrice.

3. Pour déterminer la quantité de CO_2 transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique une méthode fondée sur la mesure et procède conformément aux dispositions des articles 43, 44 et 45. La source d'émission correspond au point de mesure, et les émissions sont exprimées en quantité de CO_2 transférée.

Aux fins du paragraphe 1, point b), l'exploitant applique une méthode fondée sur le calcul.

4. Pour déterminer la quantité de CO_2 transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique le niveau le plus élevé défini à la section 1 de l'annexe VIII.

Il peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre que l'application du niveau le plus élevé tel que défini à la section 1 de l'annexe VIII n'est pas techniquement faisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Pour déterminer la quantité de CO_2 chimiquement lié dans le carbonate de calcium précipité, l'exploitant utilise des sources de données permettant d'obtenir le degré de précision le plus élevé possible.

5. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de CO_2 transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Dans ce cas, les dispositions de l'article 48, paragraphe 3, sont applicables.

Article 50

Utilisation ou transfert de N_2O

1. Lorsque le N_2O provient d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE pour lesquelles cette annexe spécifie le N_2O comme étant pertinent et qu'une installation n'émet pas le N_2O mais le transfère vers une autre installation qui surveille et déclare les émissions conformément au présent règlement, il n'est pas comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine.

Une installation qui reçoit du N_2O provenant d'une installation et d'une activité conformément au premier alinéa surveille les flux de gaz concernés en utilisant les mêmes méthodes, telles qu'exigées par le présent règlement, que si le N_2O était émis dans l'installation réceptrice elle-même.

▼B

Toutefois, lorsque le N_2O est mis en bouteille ou utilisé comme gaz dans des produits de sorte qu'il est émis en dehors de l'installation, ou lorsqu'il est transféré hors de l'installation vers des entités qui ne relèvent pas de la directive 2003/87/CE, il est comptabilisé dans les émissions de l'installation d'origine, à l'exception des quantités de N_2O pour lesquelles l'exploitant de l'installation d'origine peut démontrer à l'autorité compétente que le N_2O est détruit à l'aide d'un dispositif antipollution approprié.

2. L'exploitant de l'installation expéditrice indique, dans sa déclaration d'émissions annuelle, le code d'identification reconnu de l'installation réceptrice conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, le cas échéant.

Le premier alinéa s'applique également à l'installation réceptrice en ce qui concerne le code d'identification de l'installation expéditrice.

3. Pour déterminer la quantité de N_2O transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique une méthode fondée sur la mesure et procède conformément aux dispositions des articles 43, 44 et 45. La source d'émission correspond au point de mesure, et les émissions sont exprimées en quantité de N_2O transférée.

4. Pour déterminer la quantité de N_2O transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique le niveau le plus élevé défini à la section 1 de l'annexe VIII pour les émissions de N_2O.

Il peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre que l'application du niveau le plus élevé tel que défini à la section 1 de l'annexe VIII n'est pas techniquement faisable ou entraînerait des coûts excessifs.

5. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de N_2O transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Dans ce cas, les dispositions de l'article 48, paragraphe 3, s'appliquent *mutatis mutandis*.

CHAPITRE IV

SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS ET DES DONNÉES RELATIVES AUX TONNES-KILOMÈTRES LIÉES AUX ACTIVITÉS AÉRIENNES

Article 51

Dispositions générales

1. Chaque exploitant d'aéronef surveille et déclare les émissions liées aux activités aériennes de tous les vols visés à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qu'il a assurés au cours de la période de déclaration et dont il est responsable.

À cet effet, ►C2 l'exploitant d'aéronef ◄ assigne tous les vols à une année civile en fonction de leur heure de départ, mesurée en temps universel coordonné.

▼B

2. L'exploitant d'aéronef qui prévoit de demander une allocation de quotas à titre gratuit conformément à l'article 3 *sexies* ou 3 *septies* de la directive 2003/87/CE surveille également les données relatives aux tonnes-kilomètres des mêmes vols au cours des années de surveillance correspondantes.

3. L'indicatif d'appel employé aux fins du contrôle du trafic aérien est utilisé pour identifier l'exploitant d'aéronef unique visé à l'article 3, point o), de la directive 2003/87/CE, qui est responsable d'un vol. L'indicatif d'appel correspond:

a) à l'indicateur OACI figurant dans la case 7 du plan de vol;

b) à défaut de l'indicateur OACI de l'exploitant d'aéronef, à la marque d'immatriculation de l'aéronef.

4. Si l'identité de l'exploitant d'aéronef n'est pas connue, l'autorité compétente considère que l'exploitant d'aéronef est le propriétaire de l'aéronef, à moins que ce dernier n'établisse l'identité de l'exploitant d'aéronef responsable.

Article 52

Soumission des plans de surveillance

1. Au moins quatre mois avant d'entreprendre des activités aériennes visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE, les exploitants d'aéronefs présentent à l'autorité compétente un plan de surveillance en vue de la surveillance et de la déclaration des émissions conformément à l'article 12.

Par dérogation aux dispositions du premier alinéa, un exploitant d'aéronef qui effectue pour la première fois une activité aérienne visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui n'était pas prévisible quatre mois auparavant soumet un plan de surveillance à l'autorité compétente dans les meilleurs délais, et au plus tard six semaines après la réalisation de l'activité. L'exploitant d'aéronef fournit une justification appropriée à l'autorité compétente pour expliquer la non-présentation d'un plan de surveillance quatre mois à l'avance.

Si l'État membre responsable visé à l'article 18 *bis* de la directive 2003/87/CE n'est pas connu à l'avance, l'exploitant d'aéronef présente le plan de surveillance dans les meilleurs délais dès que les informations relatives à l'autorité compétente de l'État membre responsable sont disponibles.

2. Si l'exploitant d'aéronef prévoit de demander une allocation de quotas à titre gratuit conformément à l'article 3 *sexies* ou à l'article 3 *septies* de la directive 2003/87/CE, il présente également un plan de surveillance en vue de la surveillance et de la déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres. Ce plan de surveillance est présenté au plus tard quatre mois avant le début de l'une des périodes définies ci-dessous:

a) l'année de surveillance mentionnée à l'article 3 *sexies*, paragraphe 1, de la directive 2003/87/CE dans le cas des demandes présentées au titre de cet article;

▼B

b) la deuxième année civile de la période visée à l'article 3 *quater*, paragraphe 2, de la directive 2003/87/CE dans le cas des demandes présentées au titre de l'article 3 *septies* de ladite directive.

Article 53

Méthode de surveillance des émissions liées aux activités aériennes

1. Chaque exploitant d'aéronef détermine les émissions annuelles de CO_2 liées aux activités aériennes en multipliant la consommation annuelle de chaque carburant (exprimée en tonnes) par le facteur d'émission correspondant.

2. Chaque exploitant d'aéronef détermine la consommation de carburant pour chaque vol et pour chaque carburant, y compris le carburant consommé par le groupe auxiliaire de puissance. À cet effet, l'exploitant d'aéronef utilise une des méthodes décrites à la section 1 de l'annexe III. L'exploitant d'aéronef choisit la méthode qui permet d'obtenir les données les plus complètes et les plus actualisées avec le plus faible degré d'incertitude, sans pour autant entraîner de coûts excessifs.

3. Chaque exploitant d'aéronef détermine la quantité de carburant embarquée visée à la section 1 de l'annexe III en s'appuyant sur l'un des types de données suivants:

a) la quantité mesurée par le fournisseur de carburant, telle qu'elle est indiquée sur les factures ou les bons de livraison de carburant pour chaque vol;

b) les données fournies par les systèmes de mesure embarqués qui sont consignées dans la documentation de masse et centrage ou dans le compte rendu matériel de l'aéronef, ou transmises par voie électronique de l'aéronef à l'exploitant de l'aéronef.

4. L'exploitant d'aéronef détermine la quantité de carburant contenue dans le réservoir à l'aide des données fournies par les systèmes de mesure embarqués et consignées dans la documentation de masse et centrage ou dans le compte rendu matériel de l'aéronef, ou transmises par voie électronique de l'aéronef à l'exploitant de l'aéronef.

5. Si la quantité de carburant embarquée ou la quantité de carburant restant dans les réservoirs est exprimée en unités de volume (litres), l'exploitant d'aéronef convertit cette quantité en unités de masse en utilisant les valeurs de la densité. L'exploitant d'aéronef utilise la densité du carburant (qui peut être une valeur réelle ou une valeur standard de 0,8 kg par litre) utilisée pour des raisons opérationnelles et de sécurité.

La procédure de notification de l'utilisation de la densité réelle ou standard est décrite dans le plan de surveillance, avec une référence à la documentation pertinente de l'exploitant d'aéronef.

6. Aux fins du calcul visé au paragraphe 1, l'exploitant d'aéronef utilise les facteurs d'émission par défaut indiqués dans le tableau 1 de l'annexe III.

▼B

Pour les carburants qui ne figurent pas dans ce tableau, l'exploitant d'aéronef détermine le facteur d'émission conformément à l'article 32. Dans ce cas, le pouvoir calorifique inférieur est déterminé et déclaré pour mémoire.

7. Par dérogation aux dispositions du paragraphe 6 et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant d'aéronef peut déterminer le facteur d'émission — ou la teneur en carbone, qui permet de le calculer — ou le pouvoir calorifique inférieur des carburants marchands à partir des données d'achat du carburant en question communiquées par le fournisseur, à condition que les déterminations reposent sur des normes internationales reconnues et que les facteurs d'émission figurant dans le tableau 1 de l'annexe III ne puissent être appliqués.

▼M1

Article 54

Dispositions spécifiques pour la biomasse

1. Pour les carburants mixtes, l'exploitant d'aéronef peut soit supposer l'absence de biocarburant et appliquer une fraction fossile par défaut de 100 %, soit déterminer une fraction de biocarburant conformément aux paragraphes 2 ou 3.

2. Lorsque les biocarburants sont physiquement mélangés à des combustibles fossiles et lui sont livrés dans des lots physiquement identifiables, l'exploitant d'aéronef peut effectuer des analyses conformément aux articles 32 à 35 pour déterminer la fraction issue de la biomasse, sur la base d'une norme pertinente et des méthodes d'analyse prévues auxdits articles, à condition que l'utilisation de cette norme et de ces méthodes d'analyse soit approuvée par l'autorité compétente. Lorsque l'exploitant d'aéronef fournit à l'autorité compétente la preuve que ces analyses entraîneraient des coûts excessifs ou ne sont pas techniquement réalisables, l'exploitant d'aéronef peut fonder l'estimation de la teneur en biocarburant sur un bilan massique des combustibles fossiles et des biocarburants achetés.

3. Lorsque les lots de biocarburants achetés ne sont pas livrés physiquement à un exploitant d'aéronef spécifique, l'exploitant d'aéronef n'a pas recours à des analyses pour déterminer la fraction issue de la biomasse des combustibles utilisés.

L'exploitant d'aéronef peut déterminer la fraction issue de la biomasse en utilisant des données d'achat de biocarburant d'une valeur énergétique équivalente, à condition que l'exploitant d'aéronef apporte la preuve, à la satisfaction de l'autorité compétente, qu'il n'y a pas de double comptage de la même quantité de biocarburant, en particulier que personne d'autre ne revendique l'utilisation du biocarburant acheté.

Afin de prouver qu'il respecte les exigences visées au deuxième alinéa, l'exploitant peut utiliser les données enregistrées dans la base de données de l'Union établie conformément à l'article 28, paragraphe 2, de la directive (UE) 2018/2001.

4. Le facteur d'émission pour le biocarburant est égal à zéro.

Aux fins du présent article, l'article 38, paragraphe 5, s'applique à la combustion de biocarburant par les exploitants d'aéronefs.

▼B

Article 55

Petits émetteurs

1. Les exploitants d'aéronefs qui effectuent moins de 243 vols par période pendant trois périodes consécutives de quatre mois et les exploitants d'aéronefs qui réalisent des vols dont les émissions annuelles totales sont inférieures à 25 000 tonnes de CO_2 par an sont considérés comme de petits émetteurs.

2. Par dérogation aux dispositions de l'article 53, les petits émetteurs peuvent estimer la consommation de carburant au moyen d'instruments, mis en œuvre par Eurocontrol ou par une autre organisation compétente, qui sont capables de traiter toutes les informations utiles relatives au trafic aérien et évitent toute sous-estimation des émissions.

Ces instruments ne peuvent être utilisés que sur approbation de la Commission et moyennant application de facteurs de correction pour compenser toute inexactitude des méthodes de modélisation.

3. Par dérogation aux dispositions de l'article 12, un petit émetteur qui prévoit d'utiliser un des instruments visés au paragraphe 2 du présent article peut se contenter de fournir les informations ci-après dans le plan de surveillance des émissions:

a) les informations requises à la section 2, point 1, de l'annexe I;

b) la preuve du respect des seuils définis pour les petits émetteurs au paragraphe 1 du présent article;

c) le nom ou la référence de l'instrument visé au paragraphe 2 du présent article qui sera utilisé pour estimer la consommation de carburant.

Les petits émetteurs sont dispensés de l'obligation de fournir les pièces justificatives requises à l'article 12, paragraphe 1, troisième alinéa.

4. Lorsqu'un exploitant d'aéronef utilise un des instruments visés au paragraphe 2 et qu'il dépasse les seuils mentionnés au paragraphe 1 au cours d'une année de déclaration, il en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

Dans les meilleurs délais, l'exploitant d'aéronef soumet à l'approbation de l'autorité compétente une modification importante, au sens de l'article 15, paragraphe 4, point a) iv), du plan de surveillance.

Cependant, l'autorité compétente autorise l'exploitant d'aéronef à continuer d'utiliser un instrument visé au paragraphe 2 si l'exploitant d'aéronef lui prouve de manière concluante que les seuils visés au paragraphe 1 n'ont pas déjà été dépassés au cours des cinq dernières périodes de déclaration et qu'ils ne seront plus dépassés à compter de la période de déclaration suivante.

Article 56

Sources d'incertitude

1. L'exploitant d'aéronef tient compte des sources d'incertitude et du degré d'incertitude associé pour le choix de la méthode de surveillance conformément à l'article 53, paragraphe 2.

▼B

2. L'exploitant d'aéronef procède régulièrement à des activités de contrôle appropriées, notamment par recoupement entre la quantité de carburant embarquée telle qu'elle figure sur les factures et la quantité mesurée au moyen des systèmes embarqués, et prend des mesures correctives s'il constate des écarts importants.

Article 57

Détermination des données relatives aux tonnes-kilomètres

1. L'exploitant d'aéronef qui prévoit de demander une allocation de quotas à titre gratuit conformément à l'article 3 *sexies* ou 3 *septies* de la directive 2003/87/CE surveille les données relatives aux tonnes-kilomètres de tous les vols visés à l'annexe I de ladite directive au cours des années de surveillance pertinentes.

2. L'exploitant d'aéronef calcule les données relatives aux tonnes-kilomètres en multipliant la distance, déterminée conformément aux dispositions de la section 3 de l'annexe III et exprimée en kilomètres (km), par la charge utile calculée en additionnant la masse du fret et du courrier et la masse des passagers et des bagages enregistrés exprimées en tonnes (t).

3. L'exploitant d'aéronef détermine la masse du fret et du courrier sur la base de la masse réelle ou standard indiquée dans la documentation de masse et centrage des vols concernés.

Les exploitants d'aéronefs qui ne sont pas tenus d'avoir une documentation de masse et centrage proposent, dans le plan de surveillance, une méthode appropriée pour déterminer la masse du fret et du courrier, laquelle exclut la tare de l'ensemble des palettes et des conteneurs qui ne font pas partie de la charge utile, ainsi que le poids en ordre de marche.

4. L'exploitant d'aéronef détermine la masse des passagers en appliquant un des niveaux suivants:

a) niveau 1: utilisation d'une valeur par défaut égale à 100 kg par passager, bagages enregistrés compris;

b) niveau 2: utilisation de la masse des passagers et des bagages enregistrés indiquée dans la documentation de masse et centrage pour chaque vol.

Le niveau choisi s'applique toutefois à tous les vols réalisés au cours des années de surveillance prises en considération pour les demandes au titre de l'article 3 *sexies* ou 3 *septies* de la directive 2003/87/CE.

CHAPITRE V

GESTION ET CONTRÔLE DES DONNÉES

Article 58

Activités de gestion du flux de données

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour des procédures écrites concernant les activités de gestion du flux de données en vue de la surveillance et de la déclaration des émissions de gaz à effet de serre et veille à ce que la déclaration d'émissions annuelle établie sur la base des activités de gestion du flux de données ne contienne pas d'inexactitudes et soit conforme au plan de surveillance, aux procédures écrites susmentionnées et au présent règlement.

▼B

Lorsque l'exploitant d'aéronef prévoit de demander une allocation de quotas à titre gratuit conformément à l'article 3 *sexies* ou à l'article 3 *septies* de la directive 2003/87/CE, le premier alinéa s'applique également à la surveillance et à la déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres.

2. Les descriptions des procédures écrites concernant les activités de gestion du flux de données contenues dans le plan de surveillance comprennent au minimum les éléments suivants:

a) les informations énumérées à l'article 12, paragraphe 2;

b) l'identification des sources de données primaires;

c) chaque étape du flux de données depuis les données primaires jusqu'aux données relatives aux émissions annuelles ou aux tonnes-kilomètres afin de rendre compte de la succession des activités de gestion du flux de données et de leur interaction, y compris les formules et les étapes d'agrégation de données pertinentes appliquées;

d) les étapes de traitement pertinentes liées à chaque activité spécifique de gestion du flux de données, et les formules et données employées pour déterminer les émissions ou les données relatives aux tonnes-kilomètres;

e) les systèmes électroniques de traitement et de stockage de données utilisés ainsi que l'interaction entre ces systèmes et d'autres saisies de données, notamment manuelles;

f) la manière dont les résultats des activités de gestion du flux de données sont enregistrés.

Article 59

Système de contrôle

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef établit, consigne, met en œuvre et tient à jour un système de contrôle performant pour faire en sorte que la déclaration d'émissions annuelle et, le cas échéant, la déclaration relative aux tonnes-kilomètres, établies sur la base des activités de gestion du flux de données, ne contiennent pas d'inexactitudes et soient conformes au plan de surveillance et au présent règlement.

2. Le système de contrôle visé au paragraphe 1 comprend les éléments suivants:

a) l'analyse des risques inhérents et des risques de carence de contrôle réalisée par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef, fondée sur une procédure écrite;

b) les procédures écrites correspondant aux activités de contrôle destinées à atténuer les risques mis en évidence.

3. Les procédures écrites correspondant aux activités de contrôle visées au paragraphe 2, point b), portent au minimum sur les aspects suivants:

a) l'assurance de la qualité de l'équipement de mesure;

▼B

b) l'assurance de la qualité du système informatique utilisé pour réaliser les activités de gestion du flux de données, y compris les systèmes informatiques de commande de processus;

c) la séparation des fonctions parmi les activités de gestion du flux de données et les activités de contrôle ainsi que la gestion des compétences nécessaires;

d) les analyses internes et la validation des données;

e) les corrections et mesures correctives;

f) le contrôle des activités externalisées;

g) l'archivage et la documentation, y compris la gestion des différentes versions des documents.

4. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef surveille l'efficacité du système de contrôle, notamment en procédant à des analyses internes et en tenant compte des constatations formulées par le vérificateur lors de la vérification des déclarations d'émissions annuelles et, le cas échéant, des déclarations des données relatives aux tonnes-kilomètres réalisée conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

S'il s'avère que le système de contrôle est inefficace ou inadapté aux risques mis en évidence, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef s'efforce d'améliorer ce système et de mettre à jour le plan de surveillance ou les procédures écrites sur lesquelles celui-ci repose pour ce qui concerne les activités de gestion du flux de données, l'évaluation des risques et les activités de contrôle, selon qu'il convient.

Article 60

Assurance de la qualité

1. Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point a), l'exploitant s'assure que l'ensemble de l'équipement de mesure utilisé est étalonné, réglé et vérifié à intervalles réguliers, y compris avant son utilisation, et contrôlé par rapport à des normes de mesure correspondant aux normes internationales, lorsqu'elles existent, conformément aux exigences du présent règlement et proportionnellement aux risques mis en évidence.

Lorsque des composants des systèmes de mesure ne peuvent pas être étalonnés, l'exploitant l'indique dans le plan de surveillance et propose des activités de contrôle de remplacement.

Si l'équipement n'est pas jugé conforme aux exigences requises, l'exploitant prend rapidement les mesures correctives qui s'imposent.

2. En ce qui concerne les systèmes de mesure continue des émissions, l'exploitant applique une assurance qualité conforme à la norme EN 14181 (assurance qualité des systèmes automatiques de mesure) et fait notamment procéder, au moins une fois par mois, à des mesures en parallèle, réalisées suivant les méthodes de référence, par un personnel compétent.

▼B

Lorsque de telles activités d'assurance qualité nécessitent l'utilisation de valeurs limites d'émission (VLE) en tant que paramètres pour les contrôles d'étalonnage et de fonctionnement, la concentration horaire annuelle moyenne du gaz à effet de serre tient lieu de VLE. Si l'exploitant constate que les exigences d'assurance qualité ne sont pas respectées et qu'il faut notamment procéder à un nouvel étalonnage, il en informe l'autorité compétente et prend des mesures correctives dans les meilleurs délais.

Article 61

Assurance de la qualité des systèmes informatiques

Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point b), l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef s'assure que les systèmes informatiques sont conçus, décrits, testés, mis en œuvre, contrôlés et entretenus de manière à garantir un traitement fiable, précis et en temps utile des données, compte tenu des risques mis en évidence conformément à l'article 59, paragraphe 2, point a).

Le contrôle des systèmes informatiques couvre le contrôle d'accès, le contrôle des systèmes de sauvegarde, la restauration, la pérennité et la sécurité.

Article 62

Séparation des fonctions

Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point c), l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef désigne des responsables pour toutes les activités de gestion du flux de données et pour toutes les activités de contrôle, en veillant à séparer les fonctions incompatibles. En l'absence d'autres activités de contrôle, il fait en sorte que, pour toutes les activités de gestion du flux de données proportionnées aux risques inhérents mis en évidence, toute information ou donnée utile soit confirmée par au moins une personne qui n'est pas intervenue dans la détermination et l'enregistrement de cette information ou donnée.

L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef gère les compétences nécessaires pour assumer les responsabilités en jeu, en particulier l'attribution adéquate des responsabilités, la formation et les évaluations des performances.

Article 63

Analyses et validation internes des données

1. Aux fins de l'article 59, paragraphe 3, point d), et sur la base des risques inhérents et des risques de carence de contrôle mis en évidence lors de l'évaluation des risques visée à l'article 59, paragraphe 2, point a), l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef analyse et valide les données issues des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58.

L'analyse et la validation de ces données comprennent au minimum:

a) la vérification de l'exhaustivité des données;

▼B

b) la comparaison sur plusieurs années des données que l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef a obtenues, surveillées et déclarées;

c) la comparaison des données et valeurs obtenues au moyen de différents systèmes de collecte de données d'exploitation, et notamment, le cas échéant:

i) la comparaison des données concernant l'achat de combustibles ou de matières avec les données relatives à la variation des stocks et avec les données relatives à la consommation pour les flux concernés;

ii) la comparaison des facteurs de calcul qui ont été déterminés par analyse, calculés ou obtenus auprès du fournisseur des combustibles ou des matières avec les facteurs de référence nationaux ou internationaux de combustibles ou de matières comparables;

iii) la comparaison des émissions déterminées par les méthodes fondées sur la mesure avec les résultats du calcul de corroboration conformément à l'article 46;

iv) la comparaison des données brutes avec les données agrégées.

2. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef fait en sorte que, dans la mesure du possible, les critères de rejet des données dans le cadre de l'analyse et de la validation soient connus à l'avance. À cette fin, les critères de rejet des données sont définis dans la documentation concernant les procédures écrites correspondantes.

Article 64

Corrections et mesures correctives

1. Lorsqu'il apparaît qu'une partie des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58 ou des activités de contrôle visées à l'article 59 ne se déroule pas de manière efficace ou ne se déroule pas dans le respect des limites fixées dans la documentation concernant les procédures relatives aux activités de gestion du flux de données et aux activités de contrôle, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef procède aux corrections appropriées et corrige les données rejetées en veillant à éviter toute sous-estimation des émissions.

2. Aux fins du paragraphe 1, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef réalise au minimum les activités suivantes:

a) il évalue la validité des résultats obtenus à l'issue des différentes étapes des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58 ou des activités de contrôle visées à l'article 59;

b) il détermine la cause du dysfonctionnement ou de l'erreur en cause;

c) il prend les mesures correctives appropriées, notamment en corrigeant toute donnée concernée dans la déclaration d'émissions ou dans la déclaration relative aux tonnes-kilomètres, selon qu'il convient.

▼B

3. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef effectue les corrections et prend les mesures correctives visées au paragraphe 1 du présent article de manière à prévenir les risques inhérents et les risques de carence de contrôle mis en évidence lors de l'évaluation des risques visée à l'article 59.

Article 65

Activités externalisées

Lorsqu'il externalise une ou plusieurs des activités de gestion du flux de données visées à l'article 58 ou des activités de contrôle visées à l'article 59, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef:

a) contrôle la qualité des activités de gestion du flux de données ou activités de contrôle externalisées conformément au présent règlement;

b) définit les exigences appropriées applicables aux résultats des activités externalisées ainsi que les méthodes utilisées dans le cadre de ces activités;

c) contrôle la qualité des résultats et méthodes visés au point b) du présent article;

d) veille à ce que les activités externalisées soient menées de manière à prévenir les risques inhérents et les risques de carence de contrôle mis en évidence lors de l'évaluation des risques visée à l'article 59.

Article 66

Traitement des lacunes dans les données

1. Lorsque des données utiles pour déterminer les émissions d'une installation sont manquantes, l'exploitant utilise une méthode appropriée d'estimation prudente pour déterminer des données de remplacement pour la période et le paramètre manquant correspondants.

Si ►C2 l'exploitant ◄ n'a pas décrit la méthode d'estimation dans une procédure écrite, il établit cette procédure écrite et soumet une modification appropriée du plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente conformément à l'article 15.

2. Lorsque des données utiles pour déterminer les émissions d'un exploitant d'aéronef pour un ou plusieurs vols sont manquantes, l'exploitant d'aéronef utilise des données de remplacement pour la période correspondante, calculées conformément à la méthode alternative définie dans le plan de surveillance.

Si les données de remplacement ne peuvent pas être déterminées conformément au premier alinéa du présent paragraphe, l'exploitant d'aéronef peut estimer les émissions du ou des vols en question d'après la consommation de carburant déterminée au moyen d'un instrument visé à l'article 55, paragraphe 2.

▼B

Lorsque le nombre de vols pour lesquels il existe des lacunes dans les données visées aux deux premiers alinéas excède 5 % des vols annuels déclarés, l'exploitant en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais et prend des mesures correctives pour améliorer la méthode de surveillance.

Article 67

Registres et documentation

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef conserve une trace de toutes les données et informations utiles, y compris les informations énumérées à l'annexe IX, pendant au moins dix ans.

Les données de surveillance consignées et archivées permettent la vérification de la déclaration d'émissions annuelle ou des données relatives aux tonnes-kilomètres conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067. Les données déclarées par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef et contenues dans un système électronique de déclaration et de gestion de données mis en place par l'autorité compétente sont considérées comme étant conservées par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef s'il a accès à ces données.

2. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef veille à ce que les documents pertinents soient disponibles au moment et à l'endroit où ils sont nécessaires aux fins des activités de gestion du flux de données et des activités de contrôle.

Sur demande, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef communique ces informations à l'autorité compétente et au vérificateur de la déclaration d'émissions ou de la déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

CHAPITRE VI

EXIGENCES DE DÉCLARATION

Article 68

Calendrier et obligations de déclaration

1. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef remet à l'autorité compétente, au plus tard le 31 mars de chaque année, une déclaration d'émissions qui couvre les émissions annuelles au cours de la période de déclaration et qui fait l'objet d'une vérification conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

Les autorités compétentes peuvent toutefois exiger des exploitants ou des exploitants d'aéronefs qu'ils présentent la déclaration d'émissions annuelle vérifiée avant le 31 mars et au plus tôt le 28 février.

2. Lorsque l'exploitant d'aéronef choisit de demander une allocation de quotas à titre gratuit conformément à l'article 3 *sexies* ou 3 *septies* de la directive 2003/87/CE, il présente à l'autorité compétente, au plus tard le 31 mars de l'année suivant l'année de surveillance visée à l'article 3 *sexies* ou 3 *septies* de ladite directive, une déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres qui couvre les données relatives aux tonnes-kilomètres de l'année de surveillance et qui est vérifiée conformément aux dispositions du règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

▼B

3. Les déclarations d'émissions annuelles et les déclarations relatives aux tonnes-kilomètres contiennent au minimum les informations énumérées à l'annexe X.

Article 69

Rapports relatifs aux améliorations apportées à la méthode de surveillance

1. Chaque exploitant ou exploitant d'aéronef évalue régulièrement s'il est possible d'améliorer la méthode de surveillance employée.

L'exploitant d'une installation soumet à l'approbation de l'autorité compétente un rapport contenant les informations visées au paragraphe 2 ou 3, selon le cas, dans les délais suivants:

a) tous les quatre ans, le 30 juin au plus tard, s'il s'agit d'une installation de catégorie A;

b) tous les deux ans, le 30 juin au plus tard, s'il s'agit d'une installation de catégorie B;

c) chaque année, le 30 juin au plus tard, s'il s'agit d'une installation de catégorie C.

L'autorité compétente peut cependant fixer une autre date de remise du rapport, qui ne doit toutefois pas être postérieure au 30 septembre de la même année.

Par dérogation aux deuxième et troisième alinéas et sans préjudice du premier alinéa, l'autorité compétente peut approuver, avec le plan de surveillance ou le rapport relatif aux améliorations apportées, une prolongation du délai applicable en vertu du deuxième alinéa, si l'opérateur démontre de manière concluante à l'autorité compétente, lors de la présentation d'un plan de surveillance conformément à l'article 12 ou de la notification des mises à jour conformément à l'article 15, ou lors de la présentation d'un rapport relatif aux améliorations apportées conformément au présent article, que les motifs expliquant le caractère excessif des coûts ou justifiant que des améliorations ne sont pas techniquement réalisables resteront valables plus longtemps. Cette prolongation prend en compte le nombre d'années pour lesquelles l'exploitant fournit des preuves. Le temps qui s'écoule entre les rapports successifs relatifs aux améliorations apportées ne dépasse pas trois ans pour une installation de catégorie C, quatre ans pour une installation de catégorie B ou cinq ans pour une installation de catégorie A.

2. Lorsque l'exploitant n'applique pas au minimum les niveaux requis aux flux majeurs et mineurs conformément à l'article 26, paragraphe 1, premier alinéa, et aux sources d'émission conformément à l'article 41, il fournit une justification indiquant la raison pour laquelle l'application des niveaux requis n'est pas techniquement réalisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Cependant, s'il est prouvé que les mesures nécessaires pour appliquer ces niveaux sont devenues techniquement réalisables et n'entraînent plus de coûts excessifs, l'exploitant notifie à l'autorité compétente des modifications appropriées du plan de surveillance conformément à l'article 15 et présente des propositions concernant la mise en œuvre des mesures prévues et le calendrier de cette mise en œuvre.

▼B

3. lorsque l'exploitant applique une méthode de surveillance alternative visée à l'article 22, il fournit: une justification indiquant pourquoi il est techniquement impossible d'appliquer au minimum le niveau 1 pour un ou plusieurs flux majeurs ou mineurs ou pourquoi cela entraînerait des coûts excessifs.

Cependant, s'il est prouvé que les mesures nécessaires pour appliquer au minimum le niveau 1 pour ces flux sont devenues techniquement réalisables et n'entraînent plus de coûts excessifs, l'exploitant notifie à l'autorité compétente des modifications appropriées du plan de surveillance conformément à l'article 15, et présente des propositions concernant la mise en œuvre des mesures prévues et le calendrier de cette mise en œuvre.

4. Lorsque le rapport de vérification établi conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067 fait état d'irrégularités non rectifiées ou de recommandations d'améliorations conformément aux articles 27, 29 et 30 dudit règlement d'exécution, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef soumet un rapport à l'approbation à l'autorité compétente, au plus tard le 30 juin de l'année de publication du rapport de vérification par le vérificateur. Ce rapport décrit quand et comment l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef a rectifié les irrégularités répertoriées par le vérificateur, ou quand et comment il prévoit de les rectifier et de mettre en œuvre les améliorations recommandées.

L'autorité compétente peut fixer une autre date de remise du rapport visé au présent paragraphe, qui ne doit toutefois pas être postérieure au 30 septembre de la même année. Le cas échéant, ce rapport peut être intégré au rapport visé au paragraphe 1 du présent article.

Lorsque l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef estime que les améliorations recommandées ne permettront pas d'améliorer la méthode de surveillance, il justifie cette opinion. S'il estime que les améliorations recommandées entraîneraient des coûts excessifs, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef démontre la nature excessive des coûts.

5. Le paragraphe 4 du présent article ne s'applique pas lorsque l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef a déjà corrigé toutes les irrégularités et recommandations d'amélioration et a soumis les modifications correspondantes du plan de surveillance à l'approbation de l'autorité compétente conformément à l'article 15 du présent règlement avant la date fixée en vertu du paragraphe 4.

Article 70

Détermination des émissions par l'autorité compétente

1. L'autorité compétente procède à une estimation prudente des émissions d'une installation ou d'un exploitant d'aéronef lorsqu'une des situations suivantes se présente:

a) l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef n'a pas présenté de déclaration d'émissions annuelle vérifiée dans les délais requis conformément à l'article 68, paragraphe 1;

b) la déclaration d'émissions annuelle vérifiée visée à l'article 68, paragraphe 1, n'est pas conforme aux dispositions du présent règlement;

c) la déclaration d'émissions annuelle d'un exploitant ou exploitant d'aéronef n'a pas été vérifiée conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067.

▼B

2. Lorsqu'un vérificateur a fait état, dans le rapport de vérification établi conformément au règlement d'exécution (UE) 2018/2067, d'inexactitudes non importantes qui n'ont pas été rectifiées par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef avant la délivrance du rapport de vérification, l'autorité compétente évalue ces inexactitudes et procède, le cas échéant, à une estimation prudente des émissions de l'installation ou de l'exploitant d'aéronef. L'autorité compétente indique à l'exploitant ou à l'exploitant d'aéronef s'il est nécessaire d'apporter des corrections à la déclaration d'émissions annuelle et, le cas échéant, précise lesquelles. L'exploitant ou l'exploitant d'aéronef fait suivre ces informations au vérificateur.

3. Les États membres organisent un échange efficace d'informations entre les autorités compétentes responsables de l'approbation des plans de surveillance et les autorités compétentes responsables de l'acceptation des déclarations d'émissions annuelles.

Article 71

Accès à l'information

L'autorité compétente met les déclarations d'émissions qu'elle détient à la disposition du public, sous réserve des règles nationales adoptées en vertu de la directive 2003/4/CE du Parlement européen et du Conseil ([1]). En ce qui concerne l'application de la dérogation définie à l'article 4, paragraphe 2, point d), de la directive 2003/4/CE, les exploitants ou exploitants d'aéronefs peuvent signaler dans leur déclaration les informations qu'ils jugent sensibles sur le plan commercial.

Article 72

Arrondissement des données

1. ►**M1** Les émissions annuelles totales de chacun des gaz à effet de serre CO_2, N_2O et PFC sont déclarées en tonnes de CO_2 ou de $CO_{2(e)}$ arrondies. Les émissions annuelles totales de l'installation sont calculées comme la somme des valeurs arrondies pour le CO_2, le N_2O et les PFC. ◄

Les tonnes-kilomètres sont déclarées en tonnes-kilomètres arrondies.

2. Toutes les variables utilisées pour calculer les émissions sont arrondies pour inclure tous les chiffres significatifs aux fins du calcul et de la déclaration des émissions.

3. Toutes les données par vol sont arrondies pour inclure tous les chiffres significatifs aux fins du calcul de la distance et de la charge utile conformément à l'article 57, et aux fins de la déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres.

Article 73

Concordance avec les autres systèmes de notification

Chacune des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui est effectuée par un exploitant ou un exploitant d'aéronef est répertoriée à l'aide des codes utilisés par les systèmes de notification suivants:

([1]) Directive 2003/4/CE du Parlement européen et du Conseil du 28 janvier 2003 concernant l'accès du public à l'information en matière d'environnement et abrogeant la directive 90/313/CEE du Conseil (JO L 41 du 14.2.2003, p. 26).

▼B

a) format de rapport commun des systèmes nationaux d'inventaire des gaz à effet de serre approuvé par les organes compétents de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques;

b) numéro d'identification de l'installation dans le registre européen des rejets et des transferts de polluants conformément au règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen et du Conseil ([1]);

c) activité figurant à l'annexe I du règlement (CE) n° 166/2006;

d) code NACE conformément au règlement (CE) n° 1893/2006 du Parlement européen et du Conseil ([2]).

CHAPITRE VII

EXIGENCES RELATIVES AUX TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION

Article 74

Formats d'échange de données par voie électronique

1. Les États membres peuvent exiger que les exploitants ou les exploitants d'aéronefs utilisent des modèles électroniques ou des formats de fichiers spécifiques pour soumettre leurs plans de surveillance et les corrections apportées à ces plans, ainsi que pour remettre leurs déclarations annuelles d'émissions et de données relatives aux tonnes-kilomètres, leurs rapports de vérification et leurs rapports relatifs aux améliorations apportées.

Ces modèles ou spécifications de formats de fichiers établis par les États membres contiennent au minimum les informations contenues dans les modèles électroniques et les spécifications de formats de fichiers publiés par la Commission.

2. Pour l'établissement des modèles ou spécifications de formats de fichiers visés au paragraphe 1, deuxième alinéa, les États membres peuvent choisir l'une et/ou l'autre des solutions suivantes:

a) des spécifications de formats de fichiers fondés sur XML, comme le langage SEQE-UE, publiées par la Commission et destinées à être utilisées avec des systèmes automatisés avancés;

b) des modèles publiés sous une forme utilisable par les logiciels de bureautique standard, tels que tableurs et fichiers de traitement de texte.

([1]) Règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant la création d'un registre européen des rejets et des transferts de polluants, et modifiant les directives 91/689/CEE et 96/61/CE du Conseil (JO L 33 du 4.2.2006, p. 1).

([2]) Règlement (CE) n° 1893/2006 du Parlement européen et du Conseil du 20 décembre 2006 établissant la nomenclature statistique des activités économiques NACE Rév. 2 et modifiant le règlement (CEE) n° 3037/90 du Conseil ainsi que certains règlements (CE) relatifs à des domaines statistiques spécifiques (JO L 393 du 30.12.2006, p. 1).

▼B

Article 75

Recours aux systèmes automatisés

1. Lorsqu'un État membre choisit de recourir à des systèmes automatisés pour l'échange de données électronique sur la base de spécifications de formats de fichiers conformément à l'article 74, paragraphe 2, point a), ces systèmes garantissent, de manière efficace sur le plan des coûts, par la mise en œuvre de mesures technologiques correspondant à l'état actuel de la technologie:

a) l'intégrité des données, de façon à empêcher la modification des messages électroniques lors de leur transmission;

b) la confidentialité des données, par l'application de techniques de sécurisation, en particulier de techniques de cryptage, de sorte que les données ne soient accessibles qu'à la partie à laquelle elles sont destinées et qu'aucune donnée ne puisse être interceptée par des parties non autorisées;

c) l'authenticité des données, de sorte que l'identité tant de l'expéditeur que du destinataire des données soit connue et vérifiée;

d) la non-répudiation des données, de sorte qu'une partie intervenant dans une transaction ne puisse nier avoir reçu la transaction et que l'autre partie ne puisse nier l'avoir envoyée, par l'application de méthodes telles que les techniques de signature ou l'audit indépendant des sauvegardes de système.

2. Tous les systèmes automatisés fondés sur des spécifications de formats de fichiers conformément à l'article 74, paragraphe 2, point a) qui sont utilisés par les États membres pour la communication entre l'autorité compétente, l'exploitant, l'exploitant d'aéronef, le vérificateur et l'organisme d'accréditation au sens du règlement d'exécution (UE) 2018/2067 satisfont, grâce à la mise en œuvre de mesures technologiques répondant à l'état actuel de la technologie, aux exigences non fonctionnelles suivantes:

a) contrôle de l'accès, de sorte que le système ne soit accessible qu'aux parties autorisées et qu'aucune donnée ne puisse être lue, écrite ou mise à jour par des parties non autorisées, par la mise en œuvre de mesures technologiques permettant:

   i) la restriction de l'accès physique à l'équipement utilisé pour le fonctionnement des systèmes automatisés, au moyen de barrières physiques;

   ii) la restriction de l'accès logique aux systèmes automatisés, par l'utilisation de technologies d'identification, d'authentification et d'autorisation;

b) disponibilité, de sorte que l'accès aux données soit assuré, même après un certain temps et l'introduction éventuelle d'un nouveau logiciel;

c) journal des modifications, de sorte que les modifications apportées aux données puissent toujours être retrouvées et analysées rétrospectivement.

▼B

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS FINALES

Article 76

Modification du règlement (UE) n° 601/2012

Le règlement (UE) n° 601/2012 est modifié comme suit:

1) à l'article 12, paragraphe 1, troisième alinéa, le point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) pour les installations, pour chaque flux majeur et mineur, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les données d'activité et les facteurs de calcul, le cas échéant, pour les niveaux appliqués définis aux annexes II et IV et, pour chaque source d'émission, la preuve du respect des seuils d'incertitude définis pour les niveaux appliqués définis à l'annexe VIII, le cas échéant;»

2) à l'article 15, paragraphe 4, le point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) en ce qui concerne le plan de surveillance des émissions:

i) une modification des valeurs des facteurs d'émission indiquées dans le plan de surveillance;

ii) une modification des méthodes de calcul présentées à l'annexe III, ou le passage d'une méthode de calcul à une méthode d'estimation conformément à l'article 55, paragraphe 2 ou inversement;

iii) l'introduction de nouveaux flux;

iv) le changement de statut d'un exploitant d'aéronef considéré comme un petit émetteur au sens de l'article 55, paragraphe 1, ou un changement par rapport à l'un des seuils prévus à l'article 28 *bis*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE;»

3) l'article 49 est remplacé par le texte suivant:

«Article 49

CO_2 transféré

1. L'exploitant déduit des émissions de l'installation toute quantité de CO_2 provenant du carbone fossile utilisé dans le cadre d'activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE qui n'est pas émise par l'installation, mais:

a) qui est transférée hors de l'installation vers l'une des entités suivantes:

i) une installation de captage aux fins du transport et du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;

▼B

ii) un réseau de transport aux fins du stockage géologique à long terme dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE;

iii) un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE aux fins du stockage géologique à long terme;

b) qui est transféré hors de l'installation en vue de la production de carbonate de calcium précipité, auquel le CO_2 utilisé est chimiquement lié.

2. L'exploitant de l'installation expéditrice indique, dans sa déclaration d'émissions annuelle, le code d'identification de l'installation réceptrice reconnu conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE, si l'installation réceptrice est couverte par ladite directive. Dans tous les autres cas, l'exploitant de l'installation expéditrice fournit le nom et l'adresse de l'installation réceptrice, ainsi que les coordonnées d'une personne à contacter.

Le premier alinéa s'applique également à l'installation réceptrice en ce qui concerne le code d'identification de l'installation expéditrice.

3. Pour déterminer la quantité de CO_2 transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique une méthode fondée sur la mesure et procède conformément aux dispositions des articles 43, 44 et 45. La source d'émission correspond au point de mesure, et les émissions sont exprimées en quantité de CO_2 transférée.

Aux fins du paragraphe 1, point b), l'exploitant applique une méthode fondée sur le calcul.

4. Pour déterminer la quantité de CO_2 transférée d'une installation vers une autre, l'exploitant applique le niveau le plus élevé défini à la section 1 de l'annexe VIII.

Il peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre que l'application du niveau le plus élevé tel que défini à la section 1 de l'annexe VIII n'est pas techniquement faisable ou entraînerait des coûts excessifs.

Pour déterminer la quantité de CO_2 chimiquement lié dans le carbonate de calcium précipité, l'exploitant utilise des sources de données permettant d'obtenir le degré de précision le plus élevé possible.

5. Les exploitants peuvent déterminer les quantités de CO_2 transférées hors de l'installation à la fois au niveau de l'installation qui transfère et au niveau de l'installation réceptrice. Dans ce cas, les dispositions de l'article 48, paragraphe 3, sont applicables.»

4) l'article 52 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 5 est supprimé;

b) le paragraphe 6 est remplacé par le texte suivant:

▼B

«6. Si la quantité de carburant embarquée ou la quantité de carburant restant dans les réservoirs est exprimée en unités de volume (litres), l'exploitant d'aéronef convertit cette quantité en unités de masse en utilisant les valeurs de la densité. L'exploitant d'aéronef utilise la densité du carburant (qui peut être une valeur réelle ou standard de 0,8 kg par litre) utilisée pour des raisons opérationnelles et de sécurité.

La procédure de notification de l'utilisation de la densité réelle ou standard est décrite dans le plan de surveillance, avec une référence à la documentation pertinente de l'exploitant d'aéronef.»

c) le paragraphe 7 est remplacé par le texte suivant:

«7. Aux fins du calcul visé au paragraphe 1, l'exploitant d'aéronef utilise les facteurs d'émission par défaut indiqués dans le tableau 2 de l'annexe III. Pour les carburants qui ne figurent pas dans ce tableau, l'exploitant d'aéronef détermine le facteur d'émission conformément à l'article 32. Dans ce cas, le pouvoir calorifique inférieur est déterminé et déclaré pour mémoire.»

5) à l'article 54, paragraphe 2, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:

«2. Par dérogation aux dispositions de l'article 52, les petits émetteurs peuvent estimer la consommation de carburant au moyen d'instruments, mis en œuvre par Eurocontrol ou par une autre organisation compétente, qui sont capables de traiter toutes les informations utiles relatives au trafic aérien et évitent toute sous-estimation des émissions.»

6) l'article 55 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«1. L'exploitant d'aéronef tient compte des sources d'incertitude et du degré d'incertitude associé pour le choix de la méthode de surveillance conformément à l'article 52, paragraphe 2.»

b) les paragraphes 2, 3 et 4 sont supprimés;

7) à l'article 59, le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«Aux fins de l'article 58, paragraphe 3, point a), l'exploitant s'assure que l'ensemble de l'équipement de mesure utilisé est étalonné, réglé et vérifié à intervalles réguliers, y compris avant son utilisation, et contrôlé par rapport à des normes de mesure correspondant aux normes internationales, lorsqu'elles existent, conformément aux exigences du présent règlement et proportionnellement aux risques mis en évidence.

Lorsque des composants des systèmes de mesure ne peuvent pas être étalonnés, l'exploitant l'indique dans le plan de surveillance et propose des activités de contrôle de remplacement.

Si l'équipement n'est pas jugé conforme aux exigences requises, l'exploitant prend rapidement les mesures correctives qui s'imposent.»

▼B

8) à l'article 65, paragraphe 2, un troisième alinéa est ajouté:

«Lorsque le nombre de vols pour lesquels il existe des lacunes dans les données visées aux deux premiers alinéas excède 5 % des vols annuels déclarés, l'exploitant en informe l'autorité compétente dans les meilleurs délais et prend des mesures correctives pour améliorer la méthode de surveillance.»

9) à l'annexe I, la section 2 est modifiée comme suit:

a) le point 2 b) ii) est remplacé par le texte suivant:

«ii) les procédures de mesure du carburant embarqué et du carburant se trouvant déjà dans les réservoirs, ainsi qu'une description des instruments de mesure utilisés et des procédures d'enregistrement, de récupération, de transmission et de stockage des informations concernant les mesures, selon le cas;»

b) le point 2 b) iii) est remplacé par le texte suivant:

«iii) la méthode pour déterminer la densité, le cas échéant;»

c) le point 2 b) iv) est remplacé par le texte suivant:

«iv) une justification de la méthode de surveillance choisie, afin de garantir les degrés d'incertitude les plus faibles, conformément à l'article 55, paragraphe 1.»

d) le point 2 d) est supprimé;

e) le point 2 f) est remplacé par le texte suivant:

«f) une description des procédures et des systèmes permettant d'identifier, d'évaluer et de traiter les lacunes dans les données en application de l'article 65, paragraphe 2.»

10) à l'annexe III, la section 2 est supprimée;

11) l'annexe IV est modifiée comme suit:

a) à la section 10, sous-section B, le quatrième alinéa est supprimé;

b) à la section 14, sous-section B, le troisième alinéa est supprimé;

12) l'annexe IX est modifiée comme suit:

a) à la section 1, le point 2 est remplacé par le texte suivant:

«les documents justifiant le choix de la méthode de surveillance ainsi que les documents justifiant les changements temporaires ou permanents concernant la méthode de surveillance et, le cas échéant, les niveaux de méthode approuvés par l'autorité compétente;»

b) à la section 3, le point 5 est remplacé par le texte suivant:

▼B

«5. La documentation relative à la méthode prévue en cas de lacunes dans les données, le nombre de vols pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, les données utilisées pour combler les lacunes constatées, et, si le nombre de vols pour lesquels il existe des lacunes dans les données a dépassé 5 % des vols déclarés, les raisons des lacunes dans les données ainsi que la documentation des mesures correctives prises.»

13) à l'annexe X, la section 2 est modifiée comme suit:

a) le point 7 est remplacé par le texte suivant:

«7. le nombre total de vols par paire d'États couverts par la déclaration;»

b) le point suivant est ajouté après le point 7:

«7 *bis*. la masse de carburant (en tonnes) par type de carburant et par paire d'États;»

c) le point 10 a) est remplacé par le texte suivant:

«a) le nombre de vols exprimé en pourcentage des vols annuels pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, ainsi que les circonstances et les raisons des lacunes;»

d) le point 11) a) est remplacé par le texte suivant:

«a) le nombre de vols exprimé en pourcentage des vols annuels (arrondi au dixième le plus proche) pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, ainsi que les circonstances et les raisons des lacunes;»

Article 77

Abrogation du règlement (UE) n° 601/2012

1. Le règlement (UE) n° 601/2012 est abrogé avec effet au 1er janvier 2021.

Les références faites au règlement abrogé s'entendent comme faites au présent règlement et sont à lire selon le tableau de correspondance figurant à l'annexe XI.

2. Les dispositions du règlement (UE) n° 601/2012 continuent de s'appliquer à la surveillance, à la déclaration et à la vérification des émissions et, le cas échéant, des données d'activité antérieures au 1er janvier 2021.

Article 78

Entrée en vigueur et application

Le présent règlement entre en vigueur le jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

Il est applicable à partir du 1er janvier 2021.

Cependant, l'article 76 est applicable à partir du 1er janvier 2019 ou de la date d'entrée en vigueur du présent règlement si cette date est postérieure.

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

▼B

ANNEXE I

Contenu minimal du plan de surveillance (Article 12, paragraphe 1)

1. CONTENU MINIMAL DU PLAN DE SURVEILLANCE DES INSTALLATIONS

Le plan de surveillance d'une installation contient au moins les informations ci-après:

(1) des informations générales concernant l'installation:

(a) une description de l'installation et des activités devant faire l'objet d'une surveillance qui sont réalisées dans cette installation, comprenant une liste des sources d'émission et des flux à surveiller pour chaque activité réalisée dans l'installation, conformément aux critères suivants:

i) cette description doit suffire à démontrer l'absence de double comptabilisation des émissions et de toute lacune dans les données;

ii) elle doit être accompagnée d'un diagramme simple indiquant les sources d'émission, les flux, les points d'échantillonnage et les équipements de mesure si l'autorité compétente le demande ou si cela simplifie la description de l'installation ou la localisation des sources d'émission, des flux, des équipements de mesure et de toute autre partie de l'installation pertinente pour la méthode de surveillance, notamment pour les activités de gestion du flux de données et les activités de contrôle;

(b) une description de la procédure relative, d'une part, à la gestion des attributions de responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation et, d'autre part, à la gestion des compétences du personnel responsable;

(c) une description de la procédure relative à l'évaluation régulière du plan de surveillance pour juger de sa pertinence, qui couvre notamment:

i) la vérification de la liste des sources d'émission et des flux afin d'en garantir l'exhaustivité et de veiller à ce que tous les changements survenus concernant la nature ou le fonctionnement de l'installation soient consignés dans le plan de surveillance;

ii) l'évaluation du respect des seuils d'incertitude définis pour les données d'activité et les autres paramètres, le cas échéant, pour les niveaux de méthode appliqués pour chaque flux et source d'émission;

iii) l'évaluation des éventuelles mesures d'amélioration de la méthode de surveillance appliquée;

(d) une description des procédures écrites relatives aux activités de gestion du flux de données conformément à l'article 58, y compris un diagramme explicatif en cas de besoin;

(e) une description des procédures écrites relatives aux activités de contrôle établies conformément à l'article 59;

(f) le cas échéant, des informations concernant les liens avec les activités entreprises dans le cadre du système communautaire de management environnemental et d'audit (EMAS) établi en vertu du règlement (CE) n° 1221/2009 du Parlement européen et du Conseil [1], des systèmes relevant de la norme harmonisée ISO 14001:2004 et d'autres systèmes de management environnemental, notamment les procédures et contrôles ayant trait à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre;

[1] JO L 342 du 22.12.2009, p. 1.

▼B

(g) le numéro de version du plan de surveillance et la date à partir de laquelle cette version du plan de surveillance s'applique;

(h) la catégorie de l'installation;

(2) une description détaillée des méthodes fondées sur le calcul appliquées, le cas échéant, comprenant:

a) une description détaillée de la méthode fondée sur le calcul appliquée, y compris une liste des données et des formules de calcul utilisées, une liste des niveaux appliqués pour les données d'activité et de tous les facteurs de calcul pertinents pour chacun des flux à surveiller;

b) le cas échéant et si l'exploitant souhaite recourir à une simplification pour les flux mineurs et de minimis, une catégorisation des flux en flux majeurs, flux mineurs et flux de minimis;

c) une description des systèmes de mesure utilisés et leur plage de mesure, l'incertitude spécifiée ainsi que la localisation exacte des équipements de mesure à utiliser pour chacun des flux à surveiller;

d) le cas échéant, les valeurs par défaut utilisées pour les facteurs de calcul, avec indication de la source du facteur ou de la source à partir de laquelle le facteur par défaut sera périodiquement déterminé, pour chacun des flux;

e) le cas échéant, la liste des méthodes d'analyse à employer pour déterminer tous les facteurs de calculs pertinents, pour chacun des flux, et une description des procédures écrites relatives à ces analyses;

f) le cas échéant, une description de la procédure écrite ayant conduit à l'établissement du plan d'échantillonnage pour le combustible et les matières à analyser, ainsi que de la procédure employée pour évaluer la pertinence du plan d'échantillonnage;

g) le cas échéant, la liste des laboratoires participant à la mise en œuvre des procédures d'analyse et, lorsqu'un laboratoire n'est pas accrédité conformément à l'article 34, paragraphe 1, une description de la procédure utilisée pour démontrer le respect d'exigences équivalentes, conformément à l'article 34, paragraphes 2 et 3;

(3) lorsqu'une méthode alternative de surveillance est appliquée conformément à l'article 22, une description détaillée de la méthode employée pour tous les flux ou sources d'émission pour lesquels il n'est pas appliqué de méthode par niveaux, et une description de la procédure écrite employée pour l'analyse de l'incertitude associée à réaliser;

(4) une description détaillée des méthodes fondées sur la mesure appliquées, le cas échéant, comprenant:

a) une description de la méthode de mesure comprenant la description de toutes les procédures écrites relatives à la mesure, et notamment:

i) toutes les formules de calcul utilisées pour l'agrégation de données et pour déterminer les émissions annuelles de chaque source d'émission,

▼B

ii) la méthode utilisée pour déterminer s'il est possible de calculer des heures de données valides ou des périodes de référence plus courtes pour chaque paramètre, ainsi que pour la substitution des données manquantes conformément à l'article 45;

b) la liste de tous les points d'émission lors de l'exploitation normale ainsi que durant les phases de fonctionnement restreint et de transition, telles que les pannes ou les phases de mise en service, accompagnée d'un schéma de procédé à la demande de l'autorité compétente;

c) lorsque le débit des effluents gazeux est déterminé par calcul, une description de la procédure écrite relative à ce calcul pour chaque source d'émission surveillée à l'aide d'une méthode fondée sur la mesure;

d) la liste de tous les équipements utilisés, précisant la fréquence de mesure, la plage de fonctionnement et l'incertitude de chaque équipement;

e) la liste des normes appliquées et de toute divergence par rapport à ces normes;

f) une description de la procédure écrite relative aux calculs de corroboration conformément à l'article 46, le cas échéant;

g) une description de la méthode à appliquer pour déterminer le CO_2 issu de la biomasse et le déduire des émissions de CO_2 mesurées, ainsi que de la procédure écrite employée à cette fin, le cas échéant;

h) le cas échéant et si l'exploitant souhaite recourir à une simplification pour les sources d'émission mineures, une catégorisation des sources en sources mineures et sources majeures;

(5) outre les éléments énumérés au point 4, une description détaillée de la méthode de surveillance à employer pour les émissions de N_2O, le cas échéant sous la forme d'une description des procédures écrites appliquées, décrivant notamment:

a) la méthode et les paramètres utilisés pour déterminer la quantité de matières utilisées dans le procédé de production et la quantité maximale de matières utilisée à pleine capacité;

b) la méthode et les paramètres utilisés pour déterminer la quantité de produit fabriquée, en tant que production horaire, exprimée respectivement en acide nitrique (100 %), acide adipique (100 %), caprolactame, glyoxal et acide glyoxylique par heure;

c) la méthode et les paramètres utilisés pour déterminer la concentration de N_2O dans les effluents gazeux de chaque source d'émission, la plage de fonctionnement et l'incertitude associée; il conviendra également de fournir des renseignements détaillés concernant les autres méthodes à appliquer si les concentrations se situent en dehors de la plage de fonctionnement, et de préciser les situations dans lesquelles cela peut se produire;

d) la méthode de calcul utilisée pour déterminer les émissions de N_2O provenant de sources périodiques non soumises à dispositif antipollution lors de la production d'acide nitrique, d'acide adipique, de caprolactame, de glyoxal et d'acide glyoxylique;

e) la mesure dans laquelle ou les modalités suivant lesquelles l'installation fonctionne avec des charges variables, ainsi que les modalités de gestion opérationnelle;

f) la méthode et les formules de calcul appliquées pour déterminer les émissions annuelles de N_2O et les valeurs correspondantes de $CO_{2(e)}$ de chaque source d'émission;

▼B

g) des informations relatives aux conditions de déroulement d'un procédé qui s'écartent des conditions normales, la fréquence potentielle et la durée de ces conditions, ainsi que le volume approximatif des émissions de N_2O dans de telles conditions (dysfonctionnement du dispositif antipollution, par exemple);

(6) une description détaillée de la méthode de surveillance en ce qui concerne les émissions d'hydrocarbures perfluorés dues à la production d'aluminium primaire, le cas échéant sous la forme d'une description des procédures écrites appliquées, indiquant notamment:

a) le cas échéant, les dates auxquelles ont été réalisées les mesures nécessaires aux fins de la détermination des facteurs d'émission spécifiques SEF_{CF4} ou OVC, et F_{C2F6}, de l'installation, ainsi que le calendrier des déterminations futures de ces valeurs;

b) le cas échéant, le protocole décrivant la procédure appliquée pour déterminer les facteurs d'émission spécifiques de l'installation pour le CF_4 et le C_2F_6 et précisant que les mesures ont été et seront effectuées pendant une période suffisamment longue pour que les valeurs mesurées convergent, et au moins pendant 72 heures;

c) le cas échéant, la méthode employée pour déterminer l'efficacité de collecte des émissions fugitives dans les installations de production d'aluminium primaire;

d) la description du type de cuve et du type d'anode utilisées;

(7) une description détaillée de la méthode de surveillance en cas de transfert de CO_2 intrinsèque en tant que composant d'un flux conformément à l'article 48, de transfert de CO_2 conformément à l'article 49, ou de transfert de N_2O conformément à l'article 50, le cas échéant sous la forme d'une description des procédures écrites appliquées, indiquant notamment:

a) le cas échéant, la localisation des équipements de mesure de la température et de la pression présents dans le réseau de transport;

b) le cas échéant, les procédures de prévention, de détection et de quantification des fuites dans les réseaux de transport;

c) dans le cas des réseaux de transport, les procédures garantissant effectivement que le CO_2 n'est transféré que vers des installations disposant d'une autorisation valide d'émettre des gaz à effet de serre ou dans lesquelles toute émission de CO_2 est réellement surveillée et prise en compte conformément à l'article 49;

d) l'identification des installations expéditrice et réceptrice au moyen du code d'identification de l'installation reconnu conformément au règlement (UE) n° 1193/2011;

e) le cas échéant, une description des systèmes de mesure continue utilisés aux points de transfert du CO_2 ou du N_2O entre des installations qui transfèrent du CO_2 ou du N_2O ou de la méthode de détermination conformément aux articles 48, 49 ou 50;

f) le cas échéant, une description de la méthode d'estimation prudente utilisée pour déterminer la fraction issue de la biomasse du CO_2 transféré conformément à l'article 48 ou à l'article 49;

g) le cas échéant, les méthodes de quantification des émissions ou des dégagements de CO_2 dans la colonne d'eau susceptibles de résulter de fuites, ainsi que les méthodes de quantification appliquées et éventuellement adaptées pour les émissions réelles ou les dégagements réels de CO_2 dans la colonne d'eau dus à des fuites, conformément aux prescriptions de la section 23 de l'annexe IV;

▼M1

(8) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour évaluer si les flux de biomasse sont conformes à l'article 38, paragraphe 5;

(9) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour déterminer les quantités de biogaz sur la base des données d'achat conformément à l'article 39, paragraphe 4.

▼B

2. CONTENU MINIMAL DES PLANS DE SURVEILLANCE RELATIFS AUX ÉMISSIONS DE L'AVIATION

1. Pour tous les exploitants d'aéronefs, le plan de surveillance contient les informations suivantes:

a) l'identification de l'exploitant d'aéronef, l'indicatif d'appel ou tout autre identifiant unique utilisé aux fins du contrôle du trafic aérien, les coordonnées de l'exploitant d'aéronef et d'une personne responsable auprès de celui-ci, l'adresse de contact, l'État membre responsable et l'autorité compétente responsable;

b) la liste initiale des types d'aéronefs de la flotte de l'exploitant d'aéronef qui sont en service au moment de la présentation du plan de surveillance et le nombre d'aéronefs par type, et la liste indicative des autres types d'aéronefs qu'il est prévu d'utiliser, y compris, le cas échéant, une estimation du nombre d'aéronefs par type, ainsi que les flux (types de carburant) associés à chaque type d'aéronef;

c) une description des procédures, des systèmes et des responsabilités mis en œuvre pour vérifier l'exhaustivité de la liste des sources d'émission pendant l'année de surveillance, afin de garantir l'exhaustivité de la surveillance et de la déclaration des émissions des aéronefs possédés en propre ou pris en location;

d) une description des procédures utilisées pour vérifier l'exhaustivité de la liste des vols effectués sous l'identifiant unique de l'exploitant d'aéronef, par paire d'aérodromes, ainsi que des procédures utilisées pour déterminer si les vols sont couverts par l'annexe I de la directive 2003/87/CE, afin de garantir l'exhaustivité des vols et d'éviter un double comptage;

e) une description de la procédure relative à la gestion et à l'attribution des responsabilités en matière de surveillance et de déclaration, ainsi qu'à la gestion des compétences du personnel responsable;

f) une description de la procédure relative à l'évaluation régulière de la pertinence du plan de surveillance, y compris des éventuelles mesures d'amélioration de la méthode de surveillance et des procédures correspondantes appliquées;

g) une description des procédures écrites relatives aux activités de gestion du flux de données conformément aux exigences de l'article 58, avec diagramme explicatif si nécessaire;

h) une description des procédures écrites relatives aux activités de contrôle établies à l'article 59;

i) le cas échéant, des informations concernant les liens avec les activités entreprises dans le cadre de l'EMAS, de systèmes relevant de la norme harmonisée ISO 14001:2004 et d'autres systèmes de management environnemental, y compris des informations sur les procédures et les contrôles ayant trait à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre;

j) le numéro de version du plan de surveillance et la date à partir de laquelle cette version du plan de surveillance s'applique;

k) la confirmation que l'exploitant d'aéronef a l'intention de recourir à la simplification prévue à l'article 28 *bis*, paragraphe 6, de la directive 2003/87/CE.

2. Dans le cas des exploitants d'aéronefs qui ne sont pas des petits émetteurs au sens de l'article 55, paragraphe 1, ou qui ne prévoient pas d'utiliser l'instrument destiné aux petits émetteurs visé à l'article 55, paragraphe 2, le plan de surveillance contient les informations suivantes:

▼B

a) une description de la procédure écrite à utiliser pour définir la méthode de surveillance applicable aux autres types d'aéronefs qu'un exploitant d'aéronef prévoit d'utiliser;

b) une description des procédures écrites relatives à la surveillance de la consommation de carburant de chaque aéronef, indiquant:

i) la méthode choisie (méthode A ou méthode B) pour calculer la consommation de carburant; et si la même méthode n'est pas appliquée à tous les types d'aéronefs, il convient de justifier cette méthode et de fournir une liste précisant quelle méthode est utilisée dans quelles conditions;

ii) les procédures de mesure du combustible embarqué et du combustible présent dans les réservoirs, la description des instruments de mesure utilisés et les procédures d'enregistrement, de récupération, de transmission et de stockage des informations concernant les mesures, selon le cas;

iii) la méthode permettant de déterminer la densité, le cas échéant;

iv) une justification de la méthode de surveillance choisie, afin de garantir les degrés d'incertitude les plus faibles, conformément à l'article 56, paragraphe 1;

c) la liste des divergences par rapport à la méthode de surveillance générale visée au point b), pour certains aérodromes, lorsqu'il n'est pas possible pour l'exploitant d'aéronef, en raison de circonstances particulières, de fournir toutes les données requises pour la méthode de surveillance prévue;

d) les facteurs d'émission utilisés pour chaque type de carburant ou, en cas de carburants de substitution, les méthodes employées pour déterminer les facteurs d'émission, notamment la méthode d'échantillonnage, les méthodes d'analyse, une description des laboratoires utilisés et de leur accréditation et/ou de leurs procédures d'assurance de la qualité;

e) une description des procédures et des systèmes permettant d'identifier, d'évaluer et de traiter les données manquantes conformément à l'article 66, paragraphe 2;

▼M1

f) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour évaluer si les biocarburants sont conformes à l'article 38, paragraphe 5;

g) le cas échéant, une description de la procédure utilisée pour déterminer les quantités de biocarburants sur la base des données d'achat conformément à l'article 54, paragraphe 3.

▼B

3. CONTENU MINIMAL DES PLANS DE SURVEILLANCE DES DONNÉES RELATIVES AUX TONNES-KILOMÈTRES

Le plan de surveillance des données relatives aux tonnes-kilomètres contient les informations suivantes:

a) les éléments énumérés à la section 2, point 1, de la présente annexe;

b) une description des procédures écrites employées pour déterminer les données relatives aux tonnes-kilomètres par vol, notamment:

i) les procédures, les responsabilités, les sources d'information et les formules de calcul utilisées pour déterminer et consigner la distance par paire d'aérodromes;

ii) le niveau appliqué pour déterminer la masse des passagers, bagages enregistrés compris; dans le cas du niveau 2, une description de la procédure permettant d'obtenir la masse des passagers et des bagages doit être fournie;

▼B

iii) une description des procédures utilisées pour déterminer la masse du fret et du courrier, le cas échéant;

iv) une description des dispositifs de mesure utilisés pour mesurer la masse des passagers, du fret et du courrier, selon le cas.

▼B

ANNEXE II

Définition des niveaux pour les méthodes fondées sur le calcul applicables aux installations (article 12, paragraphe 1)

1. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES DONNÉES D'ACTIVITÉ

Les seuils d'incertitude indiqués dans le tableau 1 correspondent aux niveaux applicables pour les exigences concernant les données d'activité, conformément à l'article 28, paragraphe 1, point a), à l'article 29, paragraphe 2, premier alinéa, et à l'annexe IV du présent règlement. On entend, par seuil d'incertitude, l'incertitude maximale tolérée pour la détermination des flux sur une période de déclaration.

Lorsque des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ne figurent pas dans le tableau 1 et que le bilan massique n'est pas utilisé, l'exploitant applique, pour ces activités, les niveaux indiqués dans la rubrique «Combustion de combustibles et combustibles utilisés comme matières entrantes» du tableau 1.

Tableau 1

Niveaux applicables pour les données d'activité (incertitude maximale tolérée pour chaque niveau)

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Combustion de combustibles et combustibles utilisés comme matières entrantes					
Combustibles marchands ordinaires	Quantité de combustibles [t] ou [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Autres combustibles gazeux et liquides	Quantité de combustibles [t] ou [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Combustibles solides	Quantité de combustibles [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Torchères	Quantité de gaz brûlée [Nm^3]	± 17,5 %	± 12,5 %	± 7,5 %	
Épuration Carbonate (méthode A)	Quantité de carbonate consommée [t]	± 7,5 %			
Épuration gypse (méthode B)	Quantité de gypse produite [t]	± 7,5 %			
Épuration urée	Quantité d'urée consommée	± 7,5 %			
Raffinage de pétrole					
Régénération des catalyseurs de craquage catalytique (*)	Les exigences en matière d'incertitude s'appliquent séparément pour chaque source d'émission	± 10 %+	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

▼B

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Production de coke					
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Grillage et frittage de minerai métallique					
Apport de carbonate et résidus de procédés contenant des carbonates	Matière entrante et résidus de procédés contenant des carbonates [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Production de fonte et d'acier					
Combustible employé pour alimenter le procédé	Chaque flux massique entrant et sortant de l'installation [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Production de clinker					
D'après la charge du four (méthode A)	Chaque charge du four [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Quantité de clinker produite (méthode B)	Clinker produit [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Poussières des fours à ciment	Poussières des fours à ciment ou de bypass [t]	s.o. (**)	± 7,5 %		
Carbone non issu de carbonates	Chaque matière première [t]	± 15 %	± 7,5 %		
Production de chaux et calcination de dolomite et de magnésite					
Carbonates et autres matières utilisées dans les procédés (méthode A)	Chaque charge du four [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	Chaux produite [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Poussières de four (méthode B)	Poussières de four [t]	s.o. (**)	± 7,5 %		

▼B

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Fabrication de verre et de laine minérale					
Carbonates et autres matières utilisées dans les procédés (matières entrantes)	Chaque matière première ou additif contenant des carbonates et associé à des émissions de CO_2 [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Fabrication de produits céramiques					
Apports de carbone (méthode A)	Chaque matière première ou additif contenant des carbonates et associé à des émissions de CO_2 [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	Production brute, y compris produits rejetés et calcin des fours, et expéditions [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Épuration	Quantité de $CaCO_3$ sec consommée [t]	± 7,5 %			
Production de pâte à papier et de papier					
Produits chimiques d'appoint	Quantité de $CaCO_3$ et de Na_2CO_3 [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Production de noir de carbone					
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Production d'ammoniac					
Combustible employé pour alimenter le procédé	Quantité de combustible utilisée pour alimenter le procédé [t] ou [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Production d'hydrogène et de gaz de synthèse					
Combustible employé pour alimenter le procédé	Quantité de combustible utilisée comme matière entrante pour la production d'hydrogène [t] ou [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Fabrication de produits chimiques organiques en vrac					
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

▼B

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Production ou transformation de métaux ferreux et non ferreux, y compris d'aluminium secondaire					
Émissions de procédé	Chaque matière entrante ou résidu de procédé utilisé comme matière entrante dans le procédé [t]	5 %	2,5 %		
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	7,5 %	5 %	2,5 %	1,5 %
Production d'aluminium de première fusion					
Méthode du bilan massique	Chaque matière entrante et sortante [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Émissions de PFC (méthode des pentes)	Production d'aluminium primaire en [t], durée des effets d'anode en minutes en [nombre d'effets d'anode/cuve-jour] et en [durée de l'effet d'anode en minute/événement]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Émissions de PFC (méthode de la surtension)	Production d'aluminium primaire en [t], surtension de l'effet d'anode [mV] et rendement de courant [-]	2,5 %	1,5 %		

(*) pour la surveillance des émissions liées à la régénération des catalyseurs de craquage catalytique (régénération d'autres catalyseurs et unités de cokéfaction fluide avec gazéification) dans les raffineries de pétrole, le degré d'incertitude prescrit est lié à l'incertitude totale associée à toutes les émissions provenant de cette source.

(**) quantité [t] de poussières des fours à ciment (CKD) ou de poussières de bypass (le cas échéant) sortant du système du four durant la période de déclaration, estimée à l'aide des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

2. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES FACTEURS DE CALCUL DANS LE CAS DES ÉMISSIONS DE COMBUSTION

Les exploitants surveillent les émissions de CO_2 qui résultent de tous les types de procédés de combustion qui se déroulent dans le cadre des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ou incluses dans le système d'échange de quotas d'émission de l'Union en vertu de l'article 24 de ladite directive en appliquant les niveaux définis dans la présente section. ►M1 Lorsque des combustibles ou des matières combustibles générant des émissions de CO_2 sont utilisés comme matière entrante dans un procédé, la section 4 de la présente annexe s'applique. ◄ Si des combustibles entrent en ligne de compte dans un bilan massique conformément à l'article 25, paragraphe 1, du présent règlement, les niveaux définis pour les bilans massiques à la section 3 de la présente annexe s'appliquent.

Pour les émissions de procédé dues à l'épuration des effluents gazeux de ce procédé, les niveaux définis conformément aux sections 4 et 5 de la présente annexe s'appliquent, suivant le cas.

2.1 **Niveaux applicables pour les facteurs d'émission**

Lors de la détermination de la fraction issue de la biomasse d'un combustible ou d'une matière mixte, les niveaux définis s'appliquent au facteur d'émission préliminaire. Dans le cas des combustibles et matières fossiles, les niveaux se rapportent au facteur d'émission.

▼B

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

a) les facteurs standard indiqués à la section 1 de l'annexe VI;

b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à la section 1 de l'annexe VI.

Niveau 2a: L'exploitant applique les facteurs d'émission spécifiques par pays pour chaque combustible ou matière, conformément à l'article 31, paragraphe 1, points b) et c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 2b: L'exploitant détermine les facteurs d'émission du combustible à partir de l'une des variables représentatives ci-après, en association avec une corrélation empirique, au moins une fois par an conformément aux articles 32 à 35 et à l'article 39:

a) mesure de la densité de certaines huiles ou de certains gaz, notamment ceux couramment utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie;

b) pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons.

L'exploitant s'assure que la corrélation respecte les règles de l'art et qu'elle n'est appliquée qu'aux valeurs de la variable représentative comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie.

Niveau 3: L'exploitant applique une des options suivantes:

a) détermination du facteur d'émission conformément aux dispositions pertinentes des articles 32 à 35;

b) corrélation empirique spécifiée pour le niveau 2b, lorsque l'exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'incertitude de la corrélation empirique n'excède pas un tiers de la valeur d'incertitude que l'exploitant doit respecter pour la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants.

2.2 **Niveaux applicables pour le pouvoir calorifique inférieur**

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

a) les facteurs standard indiqués à la section 1 de l'annexe VI;

b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à la section 1 de l'annexe VI.

Niveau 2a: L'exploitant applique les facteurs d'émission spécifiques par pays pour chaque combustible, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 2b: Pour les combustibles marchands, on utilise le pouvoir calorifique inférieur déterminé d'après les données d'achat communiquées par le fournisseur, à condition que cette détermination ait été réalisée conformément aux normes nationales ou internationales reconnues.

Niveau 3: L'exploitant détermine le pouvoir calorifique inférieur conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

2.3 **Niveaux applicables pour les facteurs d'oxydation**

Niveau 1: L'exploitant applique un facteur d'oxydation égal à 1.

Niveau 2: L'exploitant applique des facteurs d'oxydation pour chaque combustible conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c).

▼B

Niveau 3: Pour les combustibles, l'exploitant calcule des facteurs spécifiques des différentes activités en se fondant sur la teneur en carbone des cendres, des effluents, des autres rejets et sous-produits, ainsi que sur les autres formes gazeuses incomplètement oxydées de carbone émises, à l'exception du monoxyde de carbone. La composition est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

2.4 **Niveaux applicables pour la fraction issue de la biomasse**

Niveau 1: L'exploitant applique une des valeurs publiées par l'autorité compétente ou la Commission, ou des valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1.

Niveau 2: L'exploitant applique une méthode d'estimation approuvée conformément à l'article 39, paragraphe 2, deuxième alinéa.

Niveau 3: L'exploitant applique des analyses conformément à l'article 39, paragraphe 2, premier alinéa, et aux articles 32 à 35.

Lorsqu'un exploitant considère qu'une fraction fossile est égale à 100 % conformément à l'article 39, paragraphe 1, aucun niveau n'est attribué à la fraction issue de la biomasse.

3. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES FACTEURS DE CALCUL DANS LE CADRE DES BILANS MASSIQUES

Lorsqu'un exploitant a recours à un bilan massique conformément à l'article 25, il applique les niveaux définis dans la présente section.

3.1 **Niveaux applicables pour la teneur en carbone**

L'exploitant applique un des niveaux énumérés au présent point. Pour déterminer la teneur en carbone à partir d'un facteur d'émission, l'exploitant utilise les équations suivantes:

a) si le facteur d'émission est exprimé en t CO_2/TJ: $C = (FE \times PCI)/f$

b) si le facteur d'émission est exprimé en t CO_2/t: $C = FE/f$

Dans ces formules, c'est la teneur en carbone exprimée sous la forme d'une fraction (tonne de carbone par tonne de produit), FE est le facteur d'émission, PCI est le pouvoir calorifique inférieur et f, le facteur défini à l'article 36, paragraphe 3.

Lors de la détermination de la fraction issue de la biomasse d'un combustible ou d'une matière mixte, les niveaux définis s'appliquent à la teneur totale en carbone. Pour déterminer la fraction de carbone issue de la biomasse, les niveaux définis à la section 2.4 de la présente annexe sont appliqués.

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

a) la teneur en carbone découlant des facteurs standard figurant à la section 1 et à la section 2 de l'annexe VI;

b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable ne figure à la section 1 ou à la section 2 de l'annexe VI.

Niveau 2a: L'exploitant détermine la teneur en carbone à partir des facteurs d'émission spécifiques par pays pour le combustible ou la matière correspondants, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou des valeurs visées à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 2b: L'exploitant détermine la teneur en carbone à partir du facteur d'émission du combustible en utilisant une des variables représentatives ci-après, en association avec une corrélation empirique établie au moins une fois par an conformément aux articles 32 à 35:

a) mesure de la densité de certaines huiles ou de certains gaz, notamment ceux couramment utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie;

b) pouvoir calorifique inférieur de certains types de charbons.

▼B

L'exploitant s'assure que la corrélation respecte les règles de l'art et qu'elle n'est appliquée qu'aux valeurs de la variable représentative comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie.

Niveau 3: L'exploitant applique une des options suivantes:

a) détermination de la teneur en carbone conformément aux dispositions pertinentes des articles 32 à 35;

b) corrélation empirique spécifiée pour le niveau 2b, lorsque l'exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'incertitude de la corrélation empirique n'excède pas un tiers de la valeur d'incertitude que l'exploitant doit respecter pour la détermination des données d'activité des combustibles ou matières correspondants.

3.2 **Niveaux applicables pour le pouvoir calorifique inférieur**

Il y a lieu d'appliquer les niveaux définis à la section 2.2 de la présente annexe.

3.3 **Niveaux applicables pour la fraction issue de la biomasse**

Il y a lieu d'appliquer les niveaux définis à la section 2.4 de la présente annexe.

▼M1

4. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES FACTEURS DE CALCUL DANS LE CAS DES ÉMISSIONS DE CO_2 LIÉES AU PROCÉDÉ

Pour toutes les émissions de CO_2 liées au procédé, en particulier pour les émissions résultant de la décomposition des carbonates et des matières utilisées dans les procédés contenant du carbone sous une forme autre que des carbonates, y compris l'urée, le coke et le graphite, lorsqu'elles sont surveillées selon la méthode standard conformément à l'article 24, paragraphe 2, les niveaux définis dans la présente section pour les facteurs de calcul applicables sont appliqués.

Dans le cas de matières mixtes, qui contiennent à la fois de formes de carbone inorganique et organique, l'exploitant peut décider:

— soit de déterminer un facteur d'émission préliminaire total pour la matière mixte en analysant la teneur totale en carbone et en utilisant un facteur de conversion et, le cas échéant, une fraction de la biomasse et le pouvoir calorifique inférieur correspondant à cette teneur totale en carbone, soit

— de déterminer séparément les teneurs organique et inorganique et les traiter comme deux flux distincts.

Pour les émissions résultant de la décomposition des carbonates, l'exploitant peut choisir, pour chaque flux, l'une des méthodes suivantes:

a) **Méthode A** (sur la base des matières entrantes): le facteur d'émission, le facteur de conversion et les données d'activité, qui sont fonction de la quantité de matières utilisées pour alimenter le procédé.

b) **Méthode B** (sur la base des matières produites): le facteur d'émission, le facteur de conversion et les données d'activité, qui sont fonction de la quantité de matières produites par le procédé.

Pour les autres émissions de CO_2 liées au procédé, l'exploitant applique uniquement la méthode A.

4.1. **Niveaux applicables pour le facteur d'émission avec la méthode A**

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

a) les facteurs standard énumérés à l'annexe VI, section 2, tableau 2, en cas de décomposition du carbonate, ou dans les tableaux 1, 4 ou 5 pour les autres matières utilisées dans les procédés;

▼M1

b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à l'annexe VI.

Niveau 2: L'exploitant applique un facteur d'émission spécifique par pays, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 3: L'exploitant détermine le facteur d'émission conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission.

4.2. **Niveaux applicables pour le facteur d'émission avec la méthode A**

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: Les carbonates et les autres substances carbonées quittant le procédé sont pris en compte au moyen d'un facteur de conversion dont la valeur est comprise entre 0 et 1. L'exploitant peut considérer que la conversion est complète pour une ou plusieurs matières entrantes et imputer les matières et autres substances carbonées non converties aux matières entrantes restantes. Les autres paramètres chimiques pertinents des produits sont déterminés conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

4.3. **Niveaux applicables pour le facteur d'émission avec la méthode B**

Niveau 1: L'exploitant applique une des options suivantes:

a) les facteurs standard figurant dans le tableau 3, à la section 2 de l'annexe VI;

b) d'autres constantes conformément à l'article 31, paragraphe 1, point e), si aucune valeur applicable n'est indiquée à l'annexe VI.

Niveau 2: L'exploitant applique un facteur d'émission spécifique par pays, conformément à l'article 31, paragraphe 1, point b) ou c), ou les valeurs déterminées conformément à l'article 31, paragraphe 1, point d).

Niveau 3: L'exploitant détermine le facteur d'émission conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 3 de l'annexe VI, section 2, sont utilisés pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission, étant entendu que la totalité des oxydes métalliques concernés provient des carbonates correspondants. À cette fin, l'exploitant tient compte au minimum de CaO et de MgO et fournit à l'autorité compétente des éléments probants permettant d'établir quels autres oxydes métalliques sont liés à des carbonates contenus dans les matières premières.

4.4. **Niveaux applicables pour le facteur de conversion avec la méthode B**

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: La quantité de composés métalliques autres que des carbonates contenue dans les matières premières, y compris la poussière de retour d'air ou les cendres volantes ou d'autres matières déjà calcinées, est prise en compte au moyen de facteurs de conversion dont la valeur est comprise entre 0 et 1, la valeur 1 correspondant à une conversion totale des carbonates contenus dans les matières premières en oxydes. Les autres paramètres chimiques pertinents des matières entrantes sont déterminés conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

4.5. **Niveaux applicables pour le pouvoir calorifique inférieur**

Le cas échéant, l'exploitant détermine le pouvoir calorifique inférieur de la matière utilisée dans les procédés en utilisant les niveaux définis à la section 2.2 de la présente annexe. Le pouvoir calorifique inférieur n'est pas considéré comme pertinent pour les flux de minimis ou lorsque la matière n'est pas combustible en tant que telle sans l'ajout d'autres combustibles. En cas de doute, l'exploitant demande à l'autorité compétente de confirmer si le pouvoir calorifique inférieur doit être surveillé et déclaré.

▼M1

4.6. **Niveaux applicables pour la fraction issue de la biomasse**

Le cas échéant, l'exploitant détermine la fraction issue de la biomasse contenue dans la matière utilisée dans les procédés en utilisant les niveaux définis à la section 2.4 de la présente annexe.

_____

▼B

ANNEXE III

Méthodes de surveillance pour l'aviation (articles 53 et 57)

1. MÉTHODES DE CALCUL POUR LA DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GES DANS LE SECTEUR DE L'AVIATION

Méthode A:

L'exploitant applique la formule suivante:

Consommation réelle de carburant pour chaque vol [t] = quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef après l'embarquement du carburant nécessaire au vol [t] – quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef après l'embarquement du carburant nécessaire au vol suivant [t] + carburant embarqué pour ce vol suivant [t].

S'il n'y a pas d'embarquement de carburant pour le vol ou pour le vol suivant, la quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef est déterminée au départ bloc pour le vol ou le vol suivant. Dans le cas exceptionnel où, à l'issue du vol pour lequel la consommation de carburant est surveillée, un aéronef effectue des activités autres qu'un vol, notamment lorsqu'il fait l'objet d'importants travaux de maintenance nécessitant la vidange des réservoirs, l'exploitant d'aéronef peut remplacer la grandeur «Quantité de carburant contenue dans les réservoirs de l'aéronef après l'embarquement du carburant nécessaire au vol suivant + carburant embarqué pour ce vol suivant» par «Quantité de carburant restant dans les réservoirs au début de l'activité suivante de l'aéronef», telle que consignée dans les comptes rendus matériels.

Méthode B:

L'exploitant applique la formule suivante:

Consommation réelle de carburant pour chaque vol [t] = quantité de carburant restant dans les réservoirs de l'aéronef à l'arrivée bloc à la fin du vol précédent [t] + carburant embarqué pour le vol [t] – quantité de carburant contenue dans les réservoirs à l'arrivée bloc à la fin du vol [t].

L'arrivée bloc peut être considérée comme correspondant au moment de l'arrêt des moteurs. Lorsqu'un aéronef n'effectue pas de vol préalablement au vol pour lequel la consommation de carburant est surveillée, l'exploitant d'aéronef peut remplacer la grandeur «Quantité de carburant restant dans les réservoirs de l'aéronef à l'arrivée bloc à la fin du vol précédent» par «Quantité de carburant restant dans les réservoirs de l'aéronef à la fin de l'activité précédente de l'aéronef», telle que consignée dans les comptes rendus matériels.

2. FACTEURS D'ÉMISSION POUR LES CARBURANTS ORDINAIRES

Tableau 1

Facteurs d'émission de CO_2 des carburants aviation

Carburant	Facteur d'émission (t CO_2/t de carburant)
Essence aviation (AvGas)	3,10
Carburéacteur large coupe (jet B)	3,10
Kérosène (jet A1 ou jet A)	3,15

▼B

3. CALCUL DE LA DISTANCE ORTHODROMIQUE

Distance [km] = distance orthodromique [km] + 95 km

On entend par distance orthodromique la distance la plus courte entre deux points de la surface de la Terre, calculée au moyen du système visé à l'article 3.7.1.1 de l'annexe 15 de la convention de Chicago (WGS 84).

La latitude et la longitude des aérodromes sont obtenues à partir des données de localisation des aérodromes publiées dans les publications d'information aéronautique (Aeronautical Information Publications, AIP) conformément à l'annexe 15 de la convention de Chicago ou à partir d'une source utilisant des données AIP.

Il est également possible d'utiliser les distances calculées au moyen d'un logiciel ou par un tiers, à condition que la méthode de calcul soit fondée sur la formule figurant dans la présente section, sur des données AIP et sur les exigences WGS 84.

▼B

ANNEXE IV

Méthodes de surveillance spécifiques par activité pour les installations (article 20, paragraphe 2)

1. RÈGLES DE SURVEILLANCE SPÉCIFIQUES POUR LES ÉMISSIONS LIÉES AUX PROCÉDÉS DE COMBUSTION

A. **Champ d'application**

Les exploitants surveillent les émissions de CO_2 qui résultent de tous les types de procédés de combustion qui se déroulent dans le cadre des activités visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE ou incluses dans le système d'échange de quotas d'émission de l'Union en vertu de l'article 24 de ladite directive, y compris les procédés d'épuration connexes, conformément aux règles énoncées dans la présente annexe. Les émissions résultant de l'utilisation d'un combustible comme matière entrante dans un procédé sont considérées comme des émissions de combustion pour ce qui est de la surveillance et de la déclaration, sans préjudice des autres classifications des émissions.

Les émissions provenant des moteurs à combustion interne utilisés à des fins de transport ne sont ni surveillées ni déclarées par l'exploitant. L'exploitant attribue à l'installation toutes les émissions qui résultent de la combustion de combustibles dans cette installation, indépendamment de l'exportation de chaleur ou d'électricité vers d'autres installations. L'exploitant n'attribue pas à l'installation importatrice les émissions qui sont associées à la production de chaleur ou d'électricité importée d'autres installations.

L'exploitant tient compte au minimum des sources d'émission suivantes: chaudières, brûleurs, turbines, réchauffeurs, fourneaux, incinérateurs, fours, sécheurs, moteurs, piles à combustible, unités de combustion en boucle chimique, torchères, unités de postcombustion thermique ou catalytique et épurateurs (émissions de procédé) et tout autre équipement ou machine consommant du combustible, à l'exclusion des équipements et des machines équipés de moteurs à combustion utilisés à des fins de transport.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Les émissions des procédés de combustion sont calculées conformément à l'article 24, paragraphe 1, à moins que les combustibles ne soient pris en compte dans un bilan massique conformément à l'article 25. Les niveaux définis à la section 2 de l'annexe II s'appliquent. En outre, les émissions de procédé résultant de l'épuration des effluents gazeux font l'objet d'une surveillance conformément aux dispositions de la sous-section C.

Les émissions provenant des torchères sont soumises à des exigences spéciales définies à la sous-section D de la présente section.

Les procédés de combustion qui se déroulent dans les terminaux de traitement du gaz peuvent faire l'objet d'une surveillance au moyen d'un bilan massique conformément à l'article 25.

C. **Épuration des effluents gazeux**

C.1 *Désulfurisation*

Les émissions de CO_2 résultant de l'utilisation de carbonates pour l'épuration des effluents gazeux acides sont calculées conformément à l'article 24, paragraphe 2, sur la base de la quantité de carbonates consommée (méthode A ci-dessous) ou de la quantité de gypse produite (méthode B ci-dessous). Les dispositions suivantes s'appliquent par dérogation à la section 4 de l'annexe II

Méthode A: Facteur d'émission

Niveau 1: Le facteur d'émission est déterminé à partir des rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI. La quantité de $CaCO_3$ et de $MgCO_3$ ou d'autres carbonates contenue dans les matières entrantes est déterminée selon les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼B

Méthode B: Facteur d'émission

Niveau 1: Le facteur d'émission est le rapport stœchiométrique entre le gypse sec ($CaSO_4 \times 2H_2O$) et le CO_2 émis: 0,2558 t CO_2/t gypse.

Facteur de conversion:

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

C.2 *De-NO_x*

▼M1

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les émissions de CO_2 résultant de l'utilisation d'urée pour l'épuration des effluents gazeux sont calculées conformément à l'article 24, paragraphe 2, en appliquant les niveaux suivants.

▼B

Facteur d'émission:

Niveau 1: La quantité d'urée contenue dans les matières entrantes est déterminée selon les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie. Le facteur d'émission est déterminé à partir d'un rapport stœchiométrique égal à 0,7328 t CO_2/t urée.

Facteur de conversion:

Seul le niveau 1 est applicable.

D. **Torchères**

Pour calculer les émissions provenant des torchères, l'exploitant tient compte du brûlage de routine et du brûlage lié à l'exploitation (interruptions, démarrages, arrêts, cas d'urgence). Il tient également compte du CO_2 intrinsèque conformément à l'article 48.

Par dérogation à la section 2.1 de l'annexe II, les niveaux 1 et 2b pour le facteur d'émission sont définis comme suit:

Niveau 1: L'exploitant utilise un facteur d'émission de référence égal à 0,00393 t CO_2/Nm^3 correspondant à la combustion d'éthane pur, qui est utilisé comme variable représentative des gaz de torchère, en tant qu'estimation prudente.

Niveau 2b: Les facteurs d'émission spécifiques des installations sont déterminés à partir d'une estimation du poids moléculaire du flux brûlé à la torchère, à l'aide d'une modélisation du procédé reposant sur des modèles industriels standard. L'examen des proportions relatives et des poids moléculaires de chacun des flux concourants permet d'établir une moyenne annuelle pondérée pour le poids moléculaire du gaz brûlé.

Par dérogation à la section 2.3 de l'annexe II, dans le cas des torchères, seuls les niveaux 1 et 2 sont applicables pour le facteur d'oxydation.

2. RAFFINAGE DE PÉTROLE, TEL QUE VISÉ À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant surveille et déclare l'ensemble des émissions de CO_2 résultant des procédés de combustion et de production mis en œuvre dans les raffineries.

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: chaudières, réchauffeurs/épurateurs industriels, moteurs à combustion interne/turbines, réacteurs thermiques et catalytiques, fours de calcination du coke, pompes à eau d'extinction, générateurs de secours/de réserve, torchères, incinérateurs, craqueurs, unités de production d'hydrogène, unités de procédé Claus, régénération des catalyseurs (de craquage catalytique et d'autres procédés de catalyse) et unités de cokéfaction (cokéfaction fluide avec gazéification, cokéfaction différée).

▼B

B. **Règles de surveillance spécifiques**

La surveillance des activités de raffinage du pétrole est effectuée conformément à la section 1 de la présente annexe en ce qui concerne les émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux. L'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique, conformément à l'article 25, à toute la raffinerie ou aux différentes unités de traitement telles que les installations de gazéification des huiles lourdes ou de calcination. Lorsqu'il combine la méthode standard et le bilan massique, l'exploitant démontre à l'autorité compétente que toutes les émissions sont bien prises en compte et qu'il n'y a pas de double comptabilisation.

La surveillance des émissions provenant des unités de production d'hydrogène dédiées s'effectue conformément à la section 19 de la présente annexe.

Par dérogation aux articles 24 et 25, la surveillance des émissions provenant de la régénération des catalyseurs de craquage, de la régénération d'autres catalyseurs et des unités de cokéfaction fluide avec gazéification est réalisée au moyen d'un bilan massique, qui tient compte de l'état de l'air entrant et des effluents gazeux. Tout CO contenu dans les effluents gazeux est comptabilisé comme du CO_2, au moyen de la relation massique suivante: t CO_2 = t CO * 1,571. L'analyse de l'air entrant et des effluents gazeux et le choix des niveaux sont effectués conformément aux dispositions des articles 32 à 35. La méthode de calcul spécifique doit être approuvée par l'autorité compétente.

3. PRODUCTION DE COKE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: matières premières (y compris charbon ou coke de pétrole), combustibles classiques (y compris gaz naturel), gaz de procédé (y compris gaz de haut fourneau – GHF), autres combustibles et épuration des effluents gazeux.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Pour la surveillance des émissions associées à la production de coke, l'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II, ou la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II.

4. GRILLAGE ET FRITTAGE DE MINERAI MÉTALLIQUE, VISÉS À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: matières premières (calcination de calcaire, de dolomite et de minerais de fer carbonatés, y compris $FeCO_3$), combustibles classiques (y compris gaz naturel et coke/poussier de coke), gaz de procédé (y compris gaz de cokerie et gaz de haut fourneau), résidus de procédé utilisés comme matières entrantes, y compris la poussière filtrée provenant de l'unité de frittage, du convertisseur et du haut fourneau, autres combustibles et épuration des effluents gazeux.

▼M1

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Pour la surveillance des émissions associées au grillage, au frittage ou à l'agglomération par bouletage de minerai métallique, l'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II, ou la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II.

▼B

5. PRODUCTION DE FONTE ET D'ACIER VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: matières premières (calcination de calcaire, de dolomite et de minerais de fer carbonatés, y compris $FeCO_3$), combustibles classiques (gaz naturel, charbon et coke), agents réducteurs (y compris coke, charbon et matières plastiques), gaz de procédé (gaz de cokerie, gaz de haut fourneau et gaz de convertisseur à l'oxygène), consommation d'électrodes en graphite, autres combustibles et épuration des effluents gazeux.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Pour la surveillance des émissions associées à la production de fonte et d'acier, l'exploitant peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II, ou la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

Par dérogation à la section 3.1 de l'annexe II, le niveau 3 est défini comme suit pour la teneur en carbone:

Niveau 3: L'exploitant détermine la teneur en carbone des flux entrants ou sortants conformément aux dispositions des articles 32 à 35 sur la base d'échantillons représentatifs des combustibles, des produits et des sous-produits, à partir de leur teneur en carbone et de la fraction issue de la biomasse. L'exploitant détermine la teneur en carbone des produits ou des produits semi-finis sur la base d'analyses annuelles réalisées conformément aux dispositions des articles 32 à 35, ou sur la base des données moyennes relatives à la composition spécifiées par les normes nationales ou internationales applicables.

6. PRODUCTION OU TRANSFORMATION DE MÉTAUX FERREUX ET NON FERREUX VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant n'applique pas les dispositions de la présente section pour la surveillance et la déclaration des émissions de CO_2 liées à la production de fonte et d'acier et d'aluminium primaire.

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: combustibles traditionnels; combustibles de substitution, y compris granulés de matière plastique provenant des installations de post-broyage; agents réducteurs, y compris coke, électrodes en graphite; matières premières, y compris calcaire et dolomite; minerais et concentrés métalliques carbonés; et matières premières secondaires.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Lorsque le carbone présent dans les combustibles ou les matières entrantes utilisés dans l'installation reste dans les produits ou autres matières produites, l'exploitant applique la méthode du bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II. Si tel n'est pas le cas, l'exploitant calcule les émissions de combustion et les émissions de procédé séparément, en appliquant la méthode standard conformément à l'article 24 et aux sections 2 et 4 de l'annexe II.

S'il a recours au bilan massique, l'exploitant peut choisir d'inclure les émissions résultant des procédés de combustion dans le bilan, ou bien d'appliquer la méthode standard conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

▼B

7. ÉMISSIONS DE CO_2 DUES À LA PRODUCTION OU À LA TRANSFORMATION D'ALUMINIUM PRIMAIRE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant applique les dispositions de la présente section pour la surveillance et la déclaration des émissions de CO_2résultant de la production d'électrodes destinées à la fusion d'aluminium primaire, y compris les émissions des installations autonomes de production de ces électrodes, et la consommation des électrodes durant l'électrolyse.

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: combustibles pour la production de chaleur ou de vapeur, production d'électrodes, réduction de Al_2O_3 lors de l'électrolyse liée à la consommation d'électrodes, utilisation de soude ou d'autres carbonates pour l'épuration des effluents gazeux.

Les émissions associées d'hydrocarbures perfluorés (PFC) résultant des effets d'anode, y compris les émissions fugitives, sont surveillées conformément à la section 8 de la présente annexe.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

L'exploitant détermine les émissions de CO_2 résultant de la production ou de la transformation d'aluminium primaire par la méthode du bilan massique, conformément à l'article 25. La méthode du bilan massique prend en compte l'ensemble du carbone présent dans les intrants, les stocks, les produits et les autres exportations résultant de la préparation de la pâte, du moulage, de la cuisson et du recyclage des électrodes ainsi que de la consommation des électrodes lors de l'électrolyse. En cas d'utilisation d'anodes précuites, il est possible de procéder soit à des bilans massiques distincts pour la production et la consommation, soit à un seul bilan massique commun prenant en compte à la fois la production et la consommation des électrodes. Pour les cuves Søderberg, l'exploitant réalisera un bilan massique commun.

Pour ce qui est des émissions des procédés de combustion, l'exploitant peut choisir de les inclure dans le bilan massique ou d'appliquer la méthode standard conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

8. ÉMISSIONS DE PFC DUES À LA PRODUCTION OU À LA TRANSFORMATION D'ALUMINIUM PRIMAIRE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant applique les dispositions ci-après pour les émissions d'hydrocarbures perfluorés (PFC) résultant des effets d'anode, y compris les émissions fugitives de PFC. Pour les émissions associées de CO_2, y compris celles dues à la production des électrodes, l'exploitant applique les dispositions de la section 7 de la présente annexe. L'exploitant calcule en outre les émissions de PFC non liées aux effets d'anode sur la base de méthodes d'estimation conformes aux meilleures pratiques de l'industrie, et aux lignes directrices publiées à cette fin par la Commission.

B. **Détermination des émissions de PFC**

Les émissions de PFC sont calculées à partir des émissions mesurables dans une conduite ou une cheminée («émissions de sources ponctuelles») et des émissions fugitives, compte tenu de l'efficacité de collecte de la conduite:

émissions de PFC (totales) = émissions de PFC (conduite)/efficacité de collecte

L'efficacité de collecte est mesurée lorsque les facteurs d'émission spécifiques de l'installation sont définis. Elle est déterminée sur la base de la version la plus récente des indications concernant le niveau 3 figurant à la section 4.4.2.4 des lignes directrices 2006 du GIEC.

▼B

L'exploitant calcule les émissions de CF_4 et de C_2F_6 rejetées par l'intermédiaire d'une conduite ou d'une cheminée selon l'une des deux méthodes ci-après:

a) Méthode A en cas d'enregistrement de la durée des effets d'anode en minutes par cuve-jour;

b) Méthode B en cas d'enregistrement de la surtension d'effet d'anode.

Méthode de calcul A – méthode des pentes:

L'exploitant détermine les émissions de PFC à l'aide des équations suivantes:

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

$$\text{Émissions de } C_2F_6 \text{ [t]} = \text{émissions de } CF_4 * F_{C2F6}$$

où:

AEM = Durée des effets d'anode en minutes/cuve-jour;

SEF_{CF4} = Facteur d'émission de pente [(kg CF_4 / t Al produite) / (durée des effets d'anode en minutes/cuve-jour)]. Si différents types de cuves sont utilisés, il est possible d'appliquer des facteurs d'émission de pente différents.

Pr_{Al} = Production annuelle d'aluminium primaire [t];

F_{C2F6} = Fraction massique de C_2F_6 (t C_2F_6 / t CF_4).

La durée des effets d'anode en minutes par cuve-jour exprime la fréquence des effets d'anode (nombre d'effets d'anode/cuve-jour) multipliée par la durée moyenne des effets d'anode (durée de l'effet d'anode en minutes/événement):

$$AEM = \text{fréquence} \times \text{durée moyenne}$$

Facteur d'émission: Le facteur d'émission pour le CF_4 (facteur d'émission de pente SEF_{CF4}) exprime la quantité [kg] de CF_4 émise par tonne d'aluminium produite par minute d'effet d'anode/cuve-jour. Le facteur d'émission du C_2F_6 (fraction massique F_{C2F6}) exprime la quantité [t] de C_2F_6 émise en proportion de la quantité [t] de CF_4 émise.

Niveau 1: L'exploitant utilise les facteurs d'émission par technologie figurant dans le tableau 1 de la présente section de l'annexe IV.

Niveau 2: L'exploitant utilise les facteurs d'émission spécifiques par installation établis pour le CF_4 et le C_2F_6 au moyen de mesures in situ continues ou intermittentes. L'exploitant détermine ces facteurs d'émission sur la base de la version la plus récente des indications concernant le niveau 3 figurant à la section 4.4.2.4 des lignes directrices 2006 du GIEC ([1]). Le facteur d'émission prend également en compte les émissions liées aux effets autres que les effets d'anode. L'exploitant détermine chaque facteur d'émission avec une incertitude maximale de ± 15 %.

L'exploitant détermine les facteurs d'émission au minimum tous les trois ans, ou plus fréquemment si nécessaire, du fait de modifications importantes dans l'installation. On entend par «modification importante» une modification de la répartition des effets d'anode sur le plan de la durée, ou une modification de l'algorithme de commande influant sur la gamme des types d'effets d'anode ou sur la nature de la procédure de suppression de l'effet d'anode.

([1]) Institut international de l'aluminium; «The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol» (protocole relatif aux gaz à effet de serre dans le secteur de l'aluminium); octobre 2006; Agence américaine pour la protection de l'environnement et Institut international de l'aluminium; «Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF_4) and Hexafluoroethane (C_2F_6) Emissions from Primary Aluminum Production» [protocole relatif à la mesure des émissions de tétrafluorométhane (CF_4) et d'hexafluoroéthane (C_2F_6) liées à la production d'aluminium primaire]; avril 2008

▼B

Tableau 1

Facteurs d'émission spécifiques par technologie associés aux données d'activité pour la méthode des pentes

Technologie	Facteur d'émission pour le CF_4 (SEF_{CF4}) [(kg CF_4/t Al)/ (EA-min/cuve-jour)]	Facteur d'émission pour le C_2F_6 (F_{C2F6}) [t C_2F_6/ t CF_4]
Anode précuite du centre de la cuve (CWPB)	0,143	0,121
Søderberg – goujon vertical (VSS)	0,092	0,053

Méthode de calcul B – méthode de la surtension:

En cas de mesure de la surtension d'effet d'anode, l'exploitant détermine les émissions de PFC à l'aide des équations suivantes:

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

▼M1

$$\text{Émissions de } C_2F_6 \text{ [t]} = \text{émissions de } CF_4 \times F_{C2F6}$$

▼B

où:

OVC = coefficient de surtension («facteur d'émission») exprimé en kg de CF_4 par tonne d'aluminium produite par mV de surtension;

AEO = surtension d'effet d'anode par cuve [mV], définie comme l'intégrale de (temps × tension au-dessus de la tension-cible) divisée par le temps (durée) de collecte des données;

CE = rendement de courant moyen du procédé de production d'aluminium [%];

Pr_{Al} = production annuelle d'aluminium primaire [t];

▼M1

F_{C2F6} = fraction massique de C_2F_6 (t C_2F_6/t CF_4);

▼B

Le terme AEO/CE (surtension d'effet d'anode/rendement de courant) exprime la surtension d'effet d'anode moyenne [mV de surtension], intégrée dans le temps, rapportée au rendement de courant moyen [%].

Facteur d'émission: Le facteur d'émission pour le CF_4 («coefficient de surtension» ou OVC) exprime la quantité [kg] de CF_4 émise par tonne d'aluminium produite par millivolt de surtension [mV]. Le facteur d'émission du C_2F_6 (fraction massique F_{C2F6}) exprime la quantité [t] de C_2F_6 émise en proportion de la quantité [t] de CF_4 émise.

Niveau 1: L'exploitant applique les facteurs d'émission par technologie figurant dans le tableau 2 de la présente section de l'annexe IV.

Niveau 2: L'exploitant utilise les facteurs d'émission spécifiques par installation établis pour le CF_4 [(kg CF_4 / t Al) / (mV)] et le C_2F_6 [t C_2F_6/ t CF_4] au moyen de mesures in situ continues ou intermittentes. L'exploitant détermine ces facteurs d'émission sur la base de la version la plus récente des indications concernant le niveau 3 figurant à la section 4.4.2.4 des lignes directrices 2006 du GIEC. L'exploitant détermine chaque facteur d'émission avec une incertitude maximale de ± 15 %.

▼B

L'exploitant détermine les facteurs d'émission au minimum tous les trois ans, ou plus fréquemment si nécessaire, du fait de modifications importantes dans l'installation. On entend par «modification importante» une modification de la répartition des effets d'anode sur le plan de la durée, ou une modification de l'algorithme de commande influant sur la gamme des types d'effets d'anode ou sur la nature de la procédure de suppression de l'effet d'anode.

Tableau 2

Facteurs d'émission spécifiques par technologie pour les données d'activité de surtension.

Technologie	Facteurs d'émission pour le CF_4 [(kg CF_4/t Al) / mV]	Facteur d'émission pour le C_2F_6 [t C_2F_6/ t CF_4]
Anode précuite du centre de la cuve (CWPB)	1,16	0,121
Søderberg – goujon vertical (VSS)	S.O.	0,053

C. **Détermination des émissions en $CO_{2(e)}$**

L'exploitant calcule les émissions de CF_4 et de CC_2F_6 exprimées en $CO_{2(e)}$ comme suit, en appliquant les potentiels de réchauffement planétaire (PRP) indiqués dans le tableau 6 figurant à la section 3 de l'annexe VI:

Émissions de PFC [t $CO_{2(e)}$] = émissions de CF_4 [t] * PRP_{CF4} + émissions de C_2F_6 [t] * PRP_{C2F6}

9. PRODUCTION DE CLINKER VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

▼M1

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: calcination du calcaire contenu dans les matières premières, combustibles fossiles classiques alimentant les fours, combustibles fossiles et matières premières de substitution alimentant les fours, combustibles issus de la biomasse alimentant les fours (déchets de la biomasse), combustibles non destinés à alimenter les fours, carbone non issu de carbonates contenu dans le calcaire et les schistes, et matières premières utilisées pour l'épuration des effluents gazeux.

▼B

B. **Règles de surveillance spécifiques**

La surveillance des émissions de combustion s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé liées aux constituants de la farine crue s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II, sur la base de la teneur en carbonates des matières entrantes (méthode de calcul A) ou de la quantité de clinker produite (méthode de calcul B). Dans le cas de la méthode A, les carbonates à prendre en considération incluent au moins $CaCO_3$, $MgCO_3$ et $FeCO_3$. Dans le cas de la méthode B, l'exploitant tient compte au minimum de CaO et de MgO et fournit à l'autorité compétente des éléments de preuve permettant de déterminer dans quelle mesure il convient de prendre en compte d'autres sources de carbone.

▼M1

Les émissions de CO_2 dues aux poussières éliminées du procédé et au carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières sont ajoutées conformément aux sous-sections C et D de la présente section.

▼B

Méthode de calcul A: sur la base de la charge du four

Lorsque la poussière des fours à ciment (CDK) et la poussière de bypass quittent le système de fours, l'exploitant ne considère pas les matières premières correspondantes comme des matières entrantes, mais calcule les émissions liées aux poussières des fours à ciment conformément à la sous-section C.

▼B

À moins que la farine crue ne soit caractérisée, l'exploitant applique les exigences relatives à l'incertitude des données d'activité séparément pour chacune des matières carbonées entrant dans le four, en évitant la double comptabilisation ou les omissions liées aux matières réintroduites dans le procédé ou empruntant le bypass. Si les données d'activité sont déterminées sur la base de la quantité de clinker produite, la quantité nette de farine crue peut être déterminée au moyen d'un rapport empirique farine crue/clinker propre. Ce rapport doit être actualisé au moins une fois par an sur la base des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques de l'industrie.

Méthode de calcul B: sur la base de la quantité de clinker produite

L'exploitant détermine les données d'activité exprimées sous la forme de la quantité de clinker produite [t] au cours de la période de déclaration de l'une des deux façons suivantes:

a) par pesage direct du clinker,

b) sur la base des livraisons de ciment, par un bilan des matières tenant compte du clinker expédié, du clinker livré et de la variation des stocks de clinker, à l'aide de la formule suivante:

clinker produit [t] = [(livraisons de ciment [t] – variation des stocks de ciment [t]) * rapport clinker/ciment [t clinker/t ciment]) – (clinker fourni [t]) + (clinker expédié [t]) – (variation du stock de clinker [t]).

L'exploitant détermine le rapport clinker/ciment pour chacun des produits de ciment sur la base des dispositions des articles 32 à 35, ou calcule ce rapport à partir de la différence entre les livraisons et la variation des stocks de ciment et l'ensemble des matières utilisées comme additifs dans le ciment, y compris les poussières de bypass et les poussières des fours à ciment.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, le niveau 1 pour le facteur d'émission est défini comme suit:

Niveau 1: L'exploitant applique un facteur d'émission de 0,525 t CO_2/t clinker.

C. **Émissions liées aux poussières éliminées**

L'exploitant ajoute les émissions de CO_2 dues aux poussières de bypass ou aux poussières des fours à ciment (CDK) quittant le système de fours, corrigées d'un facteur de calcination partielle des poussières de fours à ciment, qui sont calculées en tant qu'émissions de procédé conformément à l'article 24, paragraphe 2. Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux 1 et 2 pour le facteur d'émission sont définis comme suit:

Niveau 1: L'exploitant applique un facteur d'émission de 0,525 t CO_2/t poussière.

Niveau 2: L'exploitant détermine le facteur d'émission (EF) au moins une fois par an conformément aux dispositions des articles 32 à 35 en appliquant la formule suivante:

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

où:

EF_{CKD} = facteur d'émission des poussières de four à ciment partiellement calcinées [t CO_2/t CKD];

EF_{Cli} = facteur d'émission du clinker, spécifique de l'installation [t CO_2/t clinker];

d = degré de calcination des poussières de four à ciment (dégagement de CO_2 en % du CO_2 total issu des carbonates contenus dans le mélange brut).

Le niveau 3 n'est pas applicable pour le facteur d'émission.

▼B

D. **Émissions liées au carbone non issu de carbonates dans la farine crue**

L'exploitant détermine les émissions liées au carbone non issu de carbonates présent en particulier dans le calcaire, le schiste ou d'autres matières premières (comme les cendres volantes) entrant dans la composition de la farine crue dans le four, conformément à l'article 24, paragraphe 2.

▼M1

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

Niveau 1: La teneur en carbone non issu de carbonates présent dans la matière première considérée est déterminée sur la base des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 2: La teneur en carbone non issu de carbonates présent dans la matière première considérée est déterminée au moins une fois par an conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur de conversion:

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: Le facteur de conversion est calculé conformément aux meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼B

10. PRODUCTION DE CHAUX OU CALCINATION DE DOLOMITE OU DE MAGNÉSITE VISÉES À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: calcination du calcaire, de la dolomite ou de la magnésite contenus dans les matières premières, combustibles fossiles classiques alimentant les fours, combustibles fossiles et matières premières de substitution alimentant les fours, combustibles issus de la biomasse alimentant les fours (déchets de la biomasse) et autres combustibles.

Lorsque la chaux vive et le CO_2 issus du calcaire sont utilisés dans des procédés de purification, de sorte qu'approximativement la même quantité de CO_2 se trouve à nouveau sous forme liée, il n'est pas nécessaire de faire figurer séparément la décomposition des carbonates et ledit procédé d'épuration dans le plan de surveillance de l'installation.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

▼M1

La surveillance des émissions de combustion s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé liées aux matières premières s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II. Les carbonates de calcium et de magnésium sont toujours pris en considération. Il est tenu compte des autres carbonates et du carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières, lorsqu'ils sont utiles aux fins du calcul des émissions.

▼B

Dans le cas de la méthode fondée sur les matières entrantes, les valeurs de la teneur en carbonates sont corrigées en fonction de la teneur en humidité et en gangue des matières. Dans le cas de la production de magnésie, il y a lieu de prendre en compte les minéraux contenant du magnésium autres que les carbonates, selon qu'il convient.

Il convient d'éviter la double comptabilisation ou les omissions liées aux matières réintroduites ou empruntant le bypass. Si la méthode B est appliquée, la poussière de four à chaux est considérée comme un flux distinct, le cas échéant.

▼M1

C. **Émissions liées au carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières**

L'exploitant détermine les émissions liées au carbone non issu de carbonates présent en particulier dans le calcaire, le schiste ou d'autres matières premières dans le four, conformément à l'article 24, paragraphe 2.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

▼M1

Niveau 1: La teneur en carbone non issu de carbonates de la matière première considérée est déterminée sur la base des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 2: La teneur en carbone non issu de carbonates présent dans la matière première considérée est déterminée au moins une fois par an conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur de conversion:

Niveau 1: Un facteur de conversion égal à 1 est utilisé.

Niveau 2: Le facteur de conversion est calculé conformément aux meilleures pratiques publiées par l'industrie.

▼B

11. FABRICATION DE VERRE, DE FIBRES DE VERRE OU DE MATÉRIAUX ISOLANTS À BASE DE LAINE DE ROCHE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant applique les dispositions de la présente section également aux installations destinées à la production de verres solubles et de laine de roche.

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: décomposition des carbonates alcalins et alcalino-terreux résultant de la fusion des matières premières, combustibles fossiles classiques, combustibles fossiles et matières premières de substitution, combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse), autres combustibles, additifs carbonés, y compris poussière de coke et de houille et graphite, post-combustion et épuration des effluents gazeux.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

▼M1

La surveillance des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé liées aux matières premières s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II. Les carbonates à prendre en considération incluent au minimum $CaCO_3$, $MgCO_3$, Na_2CO_3, $NaHCO_3$, $BaCO_3$, Li_2CO_3, K_2CO_3, et $SrCO_3$. Seule la méthode A est applicable. La surveillance des émissions liées aux autres matières utilisées dans les procédés, y compris le coke, le graphite et la poussière de houille, s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II.

▼B

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

Niveau 1: Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés. La pureté des matières entrantes concernées est déterminée sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Niveau 2: La quantité de carbonates à prendre en considération contenue dans chaque matière entrante est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

Pour le facteur de conversion, seul le niveau 1 est applicable.

12. FABRICATION DE PRODUITS CÉRAMIQUES VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

▼M1

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: combustibles alimentant les fours, calcination du calcaire/de la dolomite et des autres carbonates présents dans les matières premières, calcaire et autres carbonates utilisés pour la réduction des émissions de polluants atmosphériques et d'autres techniques d'épuration des effluents gazeux, additifs fossiles/issus de la biomasse utilisés pour améliorer la porosité, y compris polystyrène, résidus de l'industrie papetière ou sciure de bois, teneur en carbone non issu de carbonates de l'argile et d'autres matières premières.

▼B

B. **Règles de surveillance spécifiques**

▼M1

La surveillance des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé liées aux constituants et additifs de la farine crue s'effectue conformément à la section 4 de l'annexe II. Pour les céramiques fabriquées à partir d'argile purifiées ou synthétiques, l'exploitant peut appliquer soit la méthode A, soit la méthode B. Dans le cas des produits céramiques fabriqués à partir d'argiles brutes et en cas d'utilisation d'argiles ou d'additifs à teneur élevée en carbone non issu de carbonates, l'exploitant applique la méthode A. Les carbonates de calcium sont toujours pris en considération. Il est tenu compte des autres carbonates et du carbone non issu de carbonates présent dans les matières premières, lorsqu'ils sont utiles aux fins du calcul des émissions.

▼B

Les données d'activité concernant les matières entrantes pour la méthode A peuvent être déterminées par un rétrocalcul approprié basé sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie, approuvé par l'autorité compétente. Ce calcul rétroactif prend en compte le type de système de mesure disponible pour les produits verts séchés ou les produits cuits, ainsi que les sources de données appropriées relatives à l'humidité de l'argile et des additifs, ainsi que la perte par recuit (perte au feu) des matières concernées.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour les facteurs d'émission, en ce qui concerne les émissions de procédé liées aux matières premières contenant des carbonates:

Méthode A (sur la base des matières entrantes):

Niveau 1: Au lieu de se fonder sur les résultats d'analyse, on utilise, pour le calcul du facteur d'émission, une valeur estimative prudente de 0,2 tonne de $CaCO_3$ (correspondant à 0,08794 tonne de CO_2) par tonne d'argile sèche. Tout le carbone inorganique et organique contenu dans l'argile est considéré comme inclus dans cette valeur. Les additifs sont considérés comme non inclus dans cette valeur.

Niveau 2: Pour chaque flux, un facteur d'émission est déterminé et actualisé au moins une fois par an, sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie, en tenant compte des conditions spécifiques du site et de la gamme de produits de l'installation.

Niveau 3: La composition des matières premières est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission.

Méthode B (sur la base des matières produites):

Niveau 1: Au lieu de se fonder sur les résultats d'analyse, on utilise, pour le calcul du facteur d'émission, une valeur estimative prudente égale à 0,123 tonne de CaO (correspondant à 0,09642 tonne de CO_2) par tonne de produit. Tout le carbone inorganique et organique contenu dans l'argile est considéré comme inclus dans cette valeur. Les additifs sont considérés comme non inclus dans cette valeur.

Niveau 2: Un facteur d'émission est déterminé et actualisé au moins une fois par an, sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie, en tenant compte des conditions spécifiques du site et de la gamme de produits de l'installation.

Niveau 3: La composition des produits est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués dans le tableau 3 de l'annexe VI, section 2, sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission, étant entendu que la totalité des oxydes métalliques concernés provient des carbonates correspondants.

Par dérogation à la section 1 de la présente annexe, dans le cas de l'épuration des effluents gazeux, le niveau suivant est défini pour le facteur d'émission:

▼B

Niveau 1: L'exploitant applique le rapport stœchiométrique du $CaCO_3$ indiqué à la section 2 de l'annexe VI.

Aucun autre niveau ni aucun facteur de conversion n'est appliqué dans le cas de l'épuration. Il convient d'éviter la double comptabilisation du calcaire utilisé qui est recyclé pour être employé comme matière première dans la même installation.

13. PRODUCTION DE PRODUITS À BASE DE GYPSE ET DE PLAQUES DE PLÂTRE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des émissions de CO_2 résultant de tous les types d'activités de combustion.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

La surveillance des émissions de combustion s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe.

14. PRODUCTION DE PÂTE À PAPIER ET DE PAPIER VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: chaudières, turbines à gaz et autres systèmes de combustion produisant de la vapeur ou de l'électricité, chaudières de récupération et autres dispositifs brûlant les lessives résiduaires de cuisson, incinérateurs, fours à chaux et fours de calcination, épuration des effluents gazeux et sécheurs alimentés par des combustibles (tels que sécheurs à infrarouge).

B. **Règles de surveillance spécifiques**

La surveillance des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe.

La surveillance des émissions de procédé liées aux matières premières utilisées comme produits chimiques d'appoint, y compris au moins le calcaire et la soude, est réalisée selon la méthode A, conformément à la section 4 de l'annexe II. Les émissions de CO_2 résultant de la récupération du lait de chaux lors de la production de la pâte à papier sont considérées comme des émissions de CO_2 issu de biomasse recyclée. On admet que seule la quantité de CO_2 proportionnelle à la quantité de produits chimiques d'appoint introduite dans le procédé génère des émissions de CO_2 d'origine fossile.

Dans le cas des émissions associées aux produits chimiques d'appoint, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

Niveau 1: Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés. La pureté des matières entrantes concernées est déterminée sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie. Les valeurs obtenues sont corrigées en fonction de la teneur en humidité et en gangue des matières carbonatées employées.

Niveau 2: La quantité de carbonates à prendre en considération contenue dans chaque matière entrante est déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35. Les rapports stœchiométriques indiqués à la section 2 de l'annexe VI sont utilisés, le cas échéant, pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission.

Pour le facteur de conversion, seul le niveau 1 est applicable.

▼B

15. PRODUCTION DE NOIR DE CARBONE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant considère comme sources d'émission de CO_2 au moins tous les combustibles utilisés pour la combustion et tous les combustibles utilisés comme matières entrantes dans le procédé.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Les émissions associées à la production de noir de carbone peuvent faire l'objet d'une surveillance soit en tant qu'émissions d'un procédé de combustion, épuration des effluents gazeux associés comprise, conformément à la section 1 de la présente annexe, soit au moyen d'un bilan massique conformément à l'article 25 et à la section 3 de l'annexe II.

16. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE PROTOXYDE D'AZOTE (N_2O) LIÉES À LA PRODUCTION D'ACIDE NITRIQUE, D'ACIDE ADIPIQUE, DE CAPROLACTAME, DE GLYOXAL ET D'ACIDE GLYOXYLIQUE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

Pour chaque activité donnant lieu à des émissions de N_2O, l'exploitant prend en considération toutes les sources émettant du N_2O dans le cadre de procédés de production, y compris lorsque les émissions de N_2O liées à la production sont canalisées au moyen d'un dispositif antipollution quelconque, et notamment:

(a) dans la production d'acide nitrique – les émissions de N_2O provenant de l'oxydation catalytique de l'ammoniac et/ou des dispositifs de réduction des émissions de NO_x/N_2O;

(b) dans la production d'acide adipique – les émissions de N_2O, y compris celles résultant de la réaction d'oxydation, d'une purge directe et/ou des équipements de maîtrise des émissions;

(c) dans la production de glyoxal et d'acide glyoxylique – les émissions de N_2O, y compris celles résultant des réactions de procédé, d'une purge directe et/ou des équipements de maîtrise des émissions;

(d) dans la production de caprolactame – les émissions de N_2O, y compris celles résultant des réactions de procédé, d'une purge directe et/ou des équipements de maîtrise des émissions.

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux émissions de N_2O résultant de la combustion de combustibles.

B. **Détermination des émissions de N_2O**

B.1. *Émissions annuelles de N_2O*

L'exploitant surveille les émissions de N_2O associées à la production d'acide nitrique par mesure continue des émissions. Il surveille les émissions de N_2O liées à la production d'acide adipique, de caprolactame, de glyoxal et d'acide glyoxylique en appliquant une méthode fondée sur la mesure dans le cas des émissions traitées au moyen d'un dispositif antipollution, et une méthode fondée sur le calcul (bilan massique) lors des périodes pendant lesquelles les émissions ne sont pas traitées par un dispositif antipollution.

Pour chaque source dont les émissions sont mesurées en continu, l'exploitant détermine les émissions annuelles totales en additionnant toutes les émissions horaires, à l'aide de l'équation 1 indiquée dans la section 3 de l'annexe VIII.

B.2. *Émissions horaires de N_2O*

Pour chaque source dont les émissions sont mesurées en continu, l'exploitant détermine les émissions horaires annuelles moyennes à l'aide de l'équation 2 indiquée dans la section 3 de l'annexe VIII.

▼B

L'exploitant détermine les concentrations horaires de N_2O dans les effluents gazeux de chaque source d'émission par mesure continue en un point représentatif, en aval du dispositif de réduction des émissions de NO_x/N_2O, le cas échéant. L'exploitant applique des techniques permettant de mesurer les concentrations de N_2O de toutes les sources, avec ou sans dispositif de réduction des émissions. Si l'incertitude augmente pendant ces périodes, il convient d'en tenir compte lors de l'évaluation de l'incertitude.

Si nécessaire, l'exploitant corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et déclare les valeurs correspondantes.

B.3. *Détermination du débit des effluents gazeux*

Pour mesurer le débit des effluents gazeux aux fins de la surveillance des émissions de N_2O, l'exploitant applique les méthodes indiquées à l'article 43, paragraphe 5, pour la surveillance du débit des effluents gazeux. En ce qui concerne la production d'acide nitrique, l'exploitant applique la méthode indiquée à l'article 43, paragraphe 5, point a), sauf si cela n'est pas techniquement réalisable. En pareil cas et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, l'exploitant applique une autre méthode, notamment la méthode du bilan massique, en s'appuyant sur des paramètres significatifs tels que la charge d'ammoniac, ou la détermination du débit par mesure en continu des émissions.

Le débit des effluents gazeux est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$V_{\text{débit des effluents gazeux}}\ [Nm^3/h] = V_{air} * (1 - O_{2,air}) / (1 - O_{2,\ \text{effluents gazeux}})$$

où:

V_{air} = débit total d'air entrant en Nm^3/h dans des conditions standard;

$O_{2,\ air}$ = fraction volumique de O_2 dans l'air sec [= 0,2095];

$O_{2,\ \text{effluents gazeux}}$ = fraction volumique de O_2 dans les effluents gazeux.

V_{air} est calculé en additionnant tous les débits d'air entrant dans l'usine de production d'acide nitrique.

L'exploitant applique la formule suivante, sauf indication contraire du plan de surveillance:

$$V_{air} = V_{prim} + V_{sec} + V_{\text{étanchéité}}$$

où:

V_{prim} = débit d'air entrant primaire en Nm^3/h dans des conditions standard;

V_{sec} = débit d'air entrant secondaire en Nm^3/h dans des conditions standard;

$V_{\text{étanchéité}}$ = débit d'air entrant au niveau de l'étanchéité en Nm^3/h dans des conditions standard.

L'exploitant détermine V_{prim} par mesure continue du débit avant le mélange avec l'ammoniac. Il détermine V_{sec} par mesure continue du débit, y compris en amont de l'unité de récupération de chaleur. Pour $V_{\text{étanchéité}}$, l'exploitant prend en considération le flux d'air évacué dans le cadre du procédé de production d'acide nitrique.

Pour les flux d'air entrant représentant cumulativement moins de 2,5 % du débit d'air total, l'autorité compétente peut accepter des méthodes d'estimation proposées par l'exploitant sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie pour la détermination de ce débit d'air.

▼B

L'exploitant prouve, au moyen de mesures effectuées dans des conditions d'exploitation normales, que le débit des effluents gazeux mesuré est suffisamment homogène pour permettre l'application de la méthode de mesure proposée. Si ces mesures confirment que le débit n'est pas homogène, l'exploitant tient compte de cette information pour déterminer les méthodes de surveillance appropriées et pour calculer l'incertitude associée aux émissions de N_2O.

L'exploitant corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et déclare les valeurs correspondantes.

B.4. *Concentrations d'oxygène (O_2)*

L'exploitant mesure les concentrations d'oxygène dans les effluents gazeux lorsque celles-ci sont nécessaires pour calculer le débit des effluents gazeux conformément à la sous-section B.3 de la présente section de l'annexe IV. Pour ce faire, il respecte les exigences applicables aux mesures de la concentration énoncées à l'article 41, paragraphes 1 et 2. Pour déterminer l'incertitude associée aux émissions de N_2O, l'exploitant tient compte de l'incertitude associée aux mesures de la concentration d'O_2.

Si nécessaire, l'exploitant corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et déclare les valeurs correspondantes.

B.5. *Calcul des émissions de N_2O*

Pour certaines périodes durant lesquelles les émissions de N_2O liées à la production d'acide adipique, de caprolactame, de glyoxal et d'acide glyoxylique ne sont pas traitées par un dispositif antipollution, y compris en cas de purge de sécurité et de défaillance du dispositif antipollution, et lorsqu'une surveillance continue des émissions de N_2O n'est pas techniquement réalisable, l'exploitant peut, sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, recourir à la méthode du bilan massique pour calculer les émissions de N_2O. À cet effet, l'incertitude globale est similaire à celle obtenue par l'application des niveaux requis à l'article 41, paragraphes 1 et 2. L'exploitant fonde la méthode de calcul sur le taux d'émission de N_2O maximal susceptible de résulter de la réaction chimique se produisant au moment de l'émission et pendant la période considérée.

L'exploitant tient compte de l'incertitude inhérente à toute valeur d'émission obtenue par calcul pour une source d'émission donnée pour déterminer l'incertitude associée à la moyenne horaire annuelle des émissions de cette source.

B.6. *Détermination des cadences de production de l'activité*

Les cadences de production sont calculées sur la base des rapports de production journaliers et des heures d'exploitation.

B.7. *Taux d'échantillonnage*

Des moyennes horaires ou calculées sur des périodes de référence plus courtes sont établies conformément à l'article 44 pour:

(a) la concentration de N_2O dans les effluents gazeux;

(b) le débit total des effluents gazeux, lorsque ce débit est mesuré directement, et en cas de nécessité;

(c) la totalité des débits de gaz et des concentrations d'oxygène nécessaires pour déterminer de manière indirecte le débit total des effluents gazeux.

C. **Détermination des équivalents CO_2 annuels - $CO_{2(e)}$**

L'exploitant convertit les émissions annuelles totales de N_2O de toutes les sources, mesurées en tonnes avec une précision de trois décimales, en $CO_{2(e)}$ annuels, exprimés en tonnes arrondies, à l'aide de la formule suivante et des valeurs du PRP figurant à la section 3 de l'annexe VI:

$$CO_{2(e)}\ [t] = N_2O_{annuelles}[t] * PRP_{N2O}$$

où:

▼B

$N_2O_{annuelles}$ = émissions annuelles totales de N_2O, calculées conformément à l'équation 1 indiquée à la section 3 de l'annexe VIII.

Les équivalents CO_2 annuels ($CO_{2(e)}$] générés par toutes les sources d'émission et toutes les émissions directes de CO_2provenant d'autres sources d'émission couvertes par l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre sont ajoutés aux émissions annuelles totales de CO_2 produites par l'installation et utilisés pour la déclaration et la restitution des quotas.

Les émissions annuelles totales de N_2O sont déclarées en tonnes avec une précision de trois décimales et en $CO_{2(e)}$ en tonnes arrondies.

17. PRODUCTION D'AMMONIAC VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: combustion des combustibles fournissant la chaleur nécessaire pour le reformage ou l'oxydation partielle, combustibles utilisés pour alimenter le procédé de production d'ammoniac (reformage ou oxydation partielle), combustibles utilisés pour d'autres procédés de combustion, y compris aux fins de la production d'eau chaude ou de vapeur.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Pour la surveillance des émissions résultant de procédés de combustion ou de l'utilisation de combustibles comme matières entrantes dans un procédé, il y a lieu d'appliquer la méthode standard conformément aux dispositions de l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe.

Lorsque le CO_2 issu de la production d'ammoniac est utilisé comme matière première pour produire de l'urée ou d'autres produits chimiques, ou est transféré en dehors de l'installation à des fins non couvertes par l'article 49, paragraphe 1, la quantité correspondante de CO_2 est considérée comme étant émise par l'installation qui a produit le CO_2.

18. PRODUCTION DE PRODUITS CHIMIQUES ORGANIQUES EN VRAC VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: craquage (catalytique ou non), reformage, oxydation partielle ou totale, procédés similaires entraînant des émissions de CO_2 dues au carbone présent dans les matières premières à base d'hydrocarbures, combustion des effluents gazeux et mise en torchère, et combustion de combustibles dans d'autres procédés de combustion.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Lorsque la production de produits chimiques organiques en vrac est techniquement intégrée dans une raffinerie d'huiles minérales, l'exploitant de cette installation applique les dispositions pertinentes de la section 2 de la présente annexe.

Nonobstant le premier alinéa, pour la surveillance des émissions dues aux procédés de combustion dans lesquels les combustibles utilisés ne participent pas aux réactions chimiques mises en œuvre pour la production de produits chimiques organiques en vrac ou ne résultent pas de telles réactions, l'exploitant applique la méthode standard conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe. Dans tous les autres cas, l'exploitant peut choisir de surveiller les émissions associées à la production de produits chimiques organiques en vrac au moyen d'un bilan massique conformément à l'article 25, ou de la méthode standard conformément à l'article 24. S'il a recours à la méthode standard, l'exploitant démontre à l'autorité compétente que cette méthode couvre toutes les émissions pertinentes qui seraient également prises en considération par un bilan massique.

▼B

Pour la détermination de la teneur en carbone au niveau 1, les facteurs d'émission de référence indiqués dans le tableau 5 de l'annexe VI sont appliqués. Pour les substances ne figurant pas dans le tableau 5 de l'annexe VI ni visées par d'autres dispositions du présent règlement, l'exploitant calcule la teneur en carbone à partir de la teneur stœchiométrique en carbone de la substance pure et de la concentration de la substance dans le flux entrant ou sortant.

19. PRODUCTION D'HYDROGÈNE ET DE GAZ DE SYNTHÈSE VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

L'exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: combustibles utilisés dans le procédé de production d'hydrogène ou de gaz de synthèse (reformage ou oxydation partielle) et combustibles utilisés dans d'autres procédés de combustion, y compris pour la production d'eau chaude ou de vapeur. Le gaz de synthèse produit est considéré comme un flux dans la méthode du bilan massique.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Pour la surveillance des émissions associées aux procédés de combustion ou résultant de l'utilisation de combustibles comme matières entrantes aux fins de la production d'hydrogène, la méthode standard est appliquée, conformément à l'article 24 et à la section 1 de la présente annexe.

Pour la surveillance des émissions liées à la production de gaz de synthèse, un bilan massique est appliqué, conformément à l'article 25. Si les émissions proviennent de plusieurs procédés de combustion distincts, l'exploitant peut choisir d'inclure ces émissions dans le bilan massique, ou bien d'appliquer la méthode standard, conformément à l'article 24, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

Lorsque l'hydrogène et le gaz de synthèse sont produits dans la même installation, l'exploitant calcule les émissions de CO_2 en recourant à des méthodes distinctes pour l'hydrogène et pour le gaz de synthèse comme indiqué dans les deux premiers paragraphes de la présente sous-section, ou bien en appliquant un bilan massique commun.

20. PRODUCTION DE SOUDE ET DE BICARBONATE DE SODIUM VISÉE À L'ANNEXE I DE LA DIRECTIVE 2003/87/CE

A. **Champ d'application**

Dans les installations de production de soude et de bicarbonate de sodium, les émissions de CO_2 proviennent des sources et flux d'émission suivants:

(a) combustibles utilisés pour les procédés de combustion, y compris pour la production d'eau chaude ou de vapeur,

(b) matières premières, y compris le gaz évacué résultant de la calcination du calcaire, dans la mesure où il n'est pas utilisé pour la carbonatation;

(c) effluents gazeux résultant du lavage ou de la filtration réalisés après la carbonatation, dans la mesure où ils ne sont pas utilisés pour la carbonatation.

B. **Règles de surveillance spécifiques**

Pour la surveillance des émissions liées à la production de soude et de bicarbonate de sodium, l'exploitant applique un bilan massique conformément à l'article 25. Pour les émissions dues aux procédés de combustion, l'exploitant peut choisir d'inclure ces émissions dans le bilan massique, ou bien d'appliquer la méthode standard, conformément à l'article 24, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions ou la double comptabilisation des émissions.

Lorsque le CO_2 issu de la production de soude est utilisé pour produire du bicarbonate de sodium, la quantité de CO_2concernée est considérée comme ayant été émise par l'installation qui produit le CO_2.

▼B

21. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE RÉSULTANT DES ACTIVITÉS DE CAPTAGE DU CO_2 EN VUE DE SON TRANSPORT ET DE SON STOCKAGE GÉOLOGIQUE DANS UN SITE DE STOCKAGE AGRÉÉ AU TITRE DE LA DIRECTIVE 2009/31/CE

A. **Champ d'application**

Le captage du CO_2 est assuré soit par une installation spécialisée qui reçoit le CO_2 transféré par une ou plusieurs autres installations, soit par la même installation qui mène les activités émettant le CO_2 capté au titre de la même autorisation d'émettre des gaz à effet de serre. Toutes les parties de l'installation en rapport le captage, le stockage intermédiaire et le transfert du CO_2 vers un réseau de transport de CO_2 ou vers un site de stockage géologique du CO_2 sont mentionnées dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et sont prises en compte dans le plan de surveillance associé. Dans le cas des installations dans lesquelles sont menées d'autres activités relevant de la directive 2003/87/CE, les émissions qui résultent de ces activités font l'objet d'une surveillance conformément aux autres sections de la présente annexe.

L'exploitant qui exerce une activité de captage de CO_2 tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes:

(a) le CO_2 transféré vers les installations de captage;

(b) la combustion et les autres activités associées réalisées dans l'installation qui sont en rapport avec le captage, y compris la consommation de combustibles et de matières entrantes.

B. **Quantification du CO_2 transféré et émis**

B.1. *Quantification au niveau de l'installation*

Chaque exploitant calcule les émissions en tenant compte des émissions de CO_2 susceptibles de résulter de tous les procédés émetteurs qui se déroulent dans l'installation, ainsi que des quantités de CO_2 captées et transférées vers le réseau de transport, à l'aide de la formule suivante:

$$E_{\text{installation de captage}} = T_{\text{entrée}} + E_{\text{sans captage}} - T_{\text{pour stockage}}$$

où:

$E_{\text{installation de captage}}$ = total des émissions de gaz à effet de serre de l'installation de captage;

$T_{\text{entrée}}$ = quantité de CO_2 transférée vers l'installation de captage, déterminée conformément aux articles 40 à 46 et à l'article 49;

$E_{\text{sans captage}}$ = émissions de l'installation si le CO_2 n'était pas capté, c'est-à-dire somme des émissions résultant de toutes les autres activités menées dans l'installation et faisant l'objet d'une surveillance conformément aux sections pertinentes de l'annexe IV;

$T_{\text{pour stockage}}$ = quantité de CO_2 transférée vers un réseau de transport ou un site de stockage, déterminée conformément aux articles 40 à 46 et à l'article 49.

Dans les cas où le captage du CO_2 est assuré par la même installation que celle d'où provient le CO_2 capté, l'exploitant donne la valeur zéro à $T_{\text{entrée}}$.

Dans le cas d'installations de captage autonomes, l'exploitant considère que $E_{\text{sans captage}}$ représente la quantité d'émissions qui ne proviennent pas du CO_2 transféré vers l'installation en vue de son captage. L'exploitant détermine ces émissions conformément aux dispositions du présent règlement.

▼B

Dans le cas d'installations de captage autonomes, l'exploitant de l'installation qui transfère le CO_2 vers l'installation de captage déduit la quantité $T_{entrée}$ des émissions de son installation, conformément à l'article 49.

B.2. *Détermination du CO_2 transféré*

Chaque exploitant détermine la quantité de CO_2 transférée de et vers l'installation de captage conformément à l'article 49 au moyen de méthodes de mesure mises en œuvre conformément aux articles 40 à 46.

Pour autant que l'exploitant de l'installation qui transfère le CO_2 à l'installation de captage prouve de manière concluante à l'autorité compétente que le CO_2 est transféré en totalité vers l'installation de captage et avec une précision au moins équivalente, l'autorité compétente peut autoriser cet exploitant à appliquer une méthode fondée sur le calcul conformément à l'article 24 ou à l'article 25 plutôt qu'une méthode fondée sur la mesure conformément aux articles 40 à 46 et à l'article 49 pour déterminer la quantité $T_{entrée}$.

22. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE RÉSULTANT DU TRANSPORT DU CO_2 PAR PIPELINE EN VUE DE SON STOCKAGE GÉOLOGIQUE DANS UN SITE DE STOCKAGE AGRÉÉ AU TITRE DE LA DIRECTIVE 2009/31/CE

A. **Champ d'application**

Les limites définies pour la surveillance et la déclaration des émissions résultant du transport du CO_2 par pipeline sont spécifiées dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre du réseau de transport, y compris toutes les installations auxiliaires fonctionnellement raccordées au réseau de transport telles que les stations de compression et les chaudières. Chaque réseau de transport comporte au minimum un point de départ et un point final, reliés chacun à d'autres installations assurant une ou plusieurs des activités de captage, de transport ou de stockage géologique du CO_2. Les points de départ et les points finals peuvent comprendre des bifurcations du réseau de transport et se situer de part et d'autre de frontières nationales. Le point de départ et le point final ainsi que les installations auxquelles ils sont raccordés doivent être précisés dans l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre.

Chaque exploitant tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: la combustion et les autres procédés intervenant dans les installations fonctionnellement raccordées aux réseaux de transport, comme les stations de compression, les émissions fugitives à partir du réseau de transport, les émissions de purge à partir du réseau de transport, et les émissions dues à des fuites dans le réseau de transport.

B. **Méthodes dequantification du CO_2**

L'exploitant de réseaux de transport détermine les émissions par une des méthodes suivantes:

a) méthode A (bilan massique global de tous les flux entrants et sortants) décrite à la sous-section B.1;

b) méthode B (surveillance individuelle des sources d'émission) décrite à la sous-section B.2.

Lors du choix de la méthode A ou B, chaque exploitant démontre à l'autorité compétente que la méthode choisie permettra d'obtenir des résultats plus fiables et de réduire l'incertitude associée aux émissions globales grâce à l'application des meilleures techniques et connaissances disponibles au moment de l'introduction de la demande d'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et de l'approbation du plan de surveillance, sans pour autant entraîner de coûts excessifs. Si la méthode B est retenue, chaque exploitant démontre de manière concluante à l'autorité compétente que l'incertitude globale associée au niveau annuel des émissions de gaz à effet de serre de son réseau de transport ne dépasse pas 7,5 %.

▼B

L'exploitant d'un réseau de transport qui utilise la méthode B n'ajoute pas au niveau calculé de ses émissions le CO_2 qu'il a reçu d'une autre installation autorisée conformément à la directive 2003/87/CE, pas plus qu'il ne déduit de ce niveau calculé le CO_2 qu'il transfère à une autre installation autorisée en vertu de la directive 2003/87/CE.

Au moins une fois par an, chaque exploitant d'un réseau de transport utilise la méthode A pour valider les résultats obtenus par la méthode B. Lors de cette validation, l'exploitant peut appliquer des niveaux inférieurs pour la méthode A.

B.1. **Méthode A**

Chaque exploitant détermine les émissions à l'aide de la formule suivante:

$$\textit{Émissions}\ [t\ CO_2] = E_{\textit{activité propre}} + \sum_i T_{\textit{ENTRÉE},i} - \sum_i T_{\textit{SORTIE},i}$$

où:

Émissions = total des émissions de CO_2 du réseau de transport [t CO_2];

$E_{\text{activité propre}}$ = émissions résultant de l'activité propre du réseau de transport, ce qui exclut les émissions liées au transport du CO_2 mais inclut celles qui résultent de la consommation de combustible dans les stations de compression; ces émissions font l'objet d'une surveillance conformément aux sections pertinentes de l'annexe IV;

$T_{\text{ENTRÉE,i}}$ = quantité de CO_2 transférée vers le réseau de transport, au point d'entrée i, déterminée conformément aux articles 40 à 46 et à l'article 49.

$T_{\text{SORTIE,i}}$ = quantité de CO_2 transférée en dehors du réseau de transport, par le point de sortie i, déterminée conformément aux articles 40 à 46 et à l'article 49.

B.2. **Méthode B**

Chaque exploitant détermine les émissions en tenant compte de tous les procédés émetteurs qui se déroulent dans l'installation, ainsi que des quantités de CO_2 captées et transférées vers le réseau de transport, à l'aide de la formule suivante:

Émissions [t CO_2] = $CO_{2\ \text{fugitives}}$ + $CO_{2\ \text{purge}}$ + $CO_{2\ \text{fuites}}$ + $CO_{2\ \text{installations}}$

où:

Émissions = total des émissions de CO_2 du réseau de transport [t CO_2];

$CO_{2\ \text{fugitives}}$ = quantité d'émissions fugitives [t CO_2] dues au transport de CO_2 dans le réseau de transport, notamment à partir des joints, des soupapes, des stations de compression intermédiaires et des installations de stockage intermédiaires;

$CO_{2\ \text{purge}}$ = quantité d'émissions de purge [t CO_2] dues au transport de CO_2 dans le réseau de transport;

$CO_{2\ \text{fuites}}$ = quantité de CO_2 [t CO_2] transportée dans le réseau de transport, émise du fait d'une défaillance de l'un ou de plusieurs des éléments du réseau de transport;

$CO_{2\ \text{installations}}$ = quantité de CO_2 [t CO_2] émise du fait de la combustion ou d'autres procédés fonctionnellement liés au transport par pipeline dans le réseau de transport, faisant l'objet d'une surveillance conformément aux sections pertinentes de l'annexe IV.

▼B

B.2.1. *Émissions fugitives provenant du réseau de transport*

L'exploitant prend en considération les émissions fugitives provenant des types d'équipement suivants:

(a) joints;

(b) dispositifs de mesure;

(c) soupapes;

(d) stations de compression intermédiaires;

(e) installations de stockage intermédiaires.

Au début de l'exploitation du réseau de transport et au plus tard à la fin de la première année de déclaration au cours de laquelle le réseau est exploité, l'exploitant détermine des facteurs d'émission moyens (*EF*) (exprimés en g CO_2/unité de temps) par élément d'équipement et par circonstance pouvant donner lieu à des émissions fugitives. L'exploitant réexamine ces facteurs au moins une fois tous les cinq ans en tenant compte des meilleures techniques et connaissances disponibles.

Il calcule les émissions fugitives en multipliant le nombre d'éléments d'équipement de chaque catégorie par le facteur d'émission et en additionnant les résultats obtenus pour la catégorie concernée, selon l'équation suivante:

$$\text{Ém Fugitives } [t\ CO_2] = \left(\sum_{\text{Catégorie}} EF[g\ CO_2/circonst] \cdot N_{circonst} \right) / 10^6$$

Le nombre de circonstances ($N_{circonst}$) est le nombre d'éléments d'un équipement au sein d'une catégorie, multiplié par le nombre d'unités de temps par année.

B.2.2. *Émissions dues à des fuites*

L'exploitant d'un réseau de transport démontre l'intégrité du réseau en utilisant des données de température et de pression représentatives (dans l'espace et dans le temps). Si ces données indiquent qu'une fuite s'est produite, l'exploitant calcule la quantité de CO_2 qui s'est échappée par une méthode appropriée décrite dans le plan de surveillance, conformément aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie, notamment en utilisant les écarts de température et de pression par rapport aux valeurs moyennes de température et de pression qui caractérisent l'intégrité du système.

B.2.3. *Émissions de purge*

Chaque exploitant fait figurer dans le plan de surveillance une analyse des situations susceptibles de donner lieu à des émissions de purge, notamment pour des raisons de maintenance ou en cas d'urgence, et décrit une méthode appropriée pour calculer la quantité de CO_2 émise par purge, sur la base des lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

23. STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO_2 DANS UN SITE DE STOCKAGE AGRÉÉ AU TITRE DE LA DIRECTIVE 2009/31/CE

A. **Champ d'application**

L'autorité compétente définit les limites de la surveillance et de la déclaration des émissions résultant du stockage géologique du CO_2 d'après la délimitation du site et du complexe de stockage qui est indiquée dans le permis délivré au titre de la directive 2009/31/CE. Lorsque des fuites sont détectées dans le complexe de stockage et donnent lieu à des émissions ou à des dégagements de CO_2 dans la colonne d'eau, l'exploitant prend immédiatement toutes les dispositions suivantes:

(a) il informe l'autorité compétente;

(b) il comptabilise la fuite comme une source d'émission de l'installation concernée;

(c) il surveille et déclare les émissions correspondantes.

▼B

Ce n'est que lorsque des mesures correctives au sens de l'article 16 de la directive 2009/31/CE ont été prises et que les émissions ou dégagements dans la colonne d'eau résultant de ces fuites ne sont plus détectables que l'exploitant supprime la source d'émission correspondant à ces fuites dans le plan de surveillance et cesse de surveiller et de déclarer ces émissions.

Chaque exploitant exerçant une activité de stockage géologique tient compte au minimum des différentes sources potentielles d'émission de CO_2 suivantes: consommation de combustible dans les stations de compression et les autres activités de combustion, notamment dans les centrales électriques sur place, purge lors de l'injection ou des opérations de récupération assistée des hydrocarbures, émissions fugitives lors de l'injection, dégagement de CO_2 lors des opérations de récupération assistée des hydrocarbures, et fuites.

B. **Quantification des émissions de CO_2**

L'exploitant exerçant une activité de stockage géologique n'ajoute pas au niveau calculé de ses émissions le CO_2 reçu d'une autre installation, pas plus qu'il ne déduit de ce niveau calculé le CO_2 stocké dans des formations géologiques sur le site de stockage ou transféré à une autre installation.

B.1. *Émissions de purge et émissions fugitives résultant de l'injection*

L'exploitant détermine les émissions de purge et les émissions fugitives comme suit:

$$CO_2 \text{ émis } [t\ CO_2] = V\ CO_2\ [t\ CO_2] + F\ CO_2\ [t\ CO_2]$$

où:

V CO_2 = quantité de CO_2 émise par purge;

F CO_2 = quantité de CO_2 due aux émissions fugitives.

Chaque exploitant détermine V CO_2 par des méthodes de mesure conformément aux articles 41 à 46 du présent règlement. Par dérogation à la première phrase, et sous réserve de l'approbation de l'autorité compétente, lorsque l'application de méthodes fondées sur la mesure risque d'entraîner des coûts excessifs, l'exploitant peut faire figurer dans le plan de surveillance une méthode appropriée pour déterminer V CO_2 sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie.

L'exploitant considère F CO_2 comme une seule source, ce qui signifie que les exigences en matière d'incertitude qui sont associées aux niveaux indiqués à la section 1 de l'annexe VIII s'appliquent à la valeur totale et non à chaque point d'émission. Chaque exploitant fait figurer dans le plan de surveillance une analyse concernant les sources potentielles d'émissions fugitives et décrit une méthode appropriée, fondée sur les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie, pour calculer ou mesurer F CO_2. Pour la détermination de F CO_2, l'exploitant peut utiliser les données concernant l'installation d'injection recueillies conformément aux articles 32 à 35 et à l'annexe II, paragraphe 1.1, points e) à h), de la directive 2009/31/CE, pour autant que ces données répondent aux exigences du présent règlement.

B.2. *Émissions de purge et émissions fugitives résultant des opérations de récupération assistée des hydrocarbures*

Chaque exploitant tient compte des sources potentielles d'émission supplémentaires suivantes dans le cadre de la récupération assistée des hydrocarbures:

(a) les unités de séparation pétrole-gaz et l'installation de recyclage du gaz, au niveau desquelles des émissions fugitives de CO_2 sont possibles;

(b) la torchère, qui peut être source d'émissions du fait de l'application de systèmes de purge positive continue et lors de la dépressurisation de l'installation d'extraction des hydrocarbures;

(c) le système de purge du CO_2, qui a pour but d'éviter que des concentrations élevées de CO_2 ne provoquent l'extinction de la torche.

▼B

Chaque exploitant détermine les émissions fugitives ou les émissions de CO_2 résultant d'une purge conformément à la sous-section B.1 de la présente section de l'annexe IV.

Chaque exploitant détermine les émissions provenant de la torchère conformément à la sous-section D de la section 1 de la présente annexe, en tenant compte de la présence éventuelle de CO_2 intrinsèque dans le gaz de torchère conformément à l'article 48.

B.3. *Fuites au niveau du complexe de stockage*

Les émissions et dégagements dans la colonne d'eau sont quantifiés comme suit:

$$CO_2émis\ [t\ CO_2]\ = \sum_{T_{Fin}}^{T_{Départ}} L\ CO_2[t\ CO_2/d]$$

où:

L CO_2 = masse de CO_2 émise ou dégagée par jour civil en raison d'une fuite, compte tenu de ce qui suit:

(a) pour chaque jour civil durant lequel la fuite fait l'objet d'une surveillance, l'exploitant calcule L CO_2 en multipliant par 24 la moyenne de la masse émise ou dégagée par heure du fait de cette fuite [t CO_2/h];

(b) l'exploitant détermine la masse émise ou dégagée par heure du fait de la fuite conformément aux dispositions du plan de surveillance approuvé pour le site de stockage et la fuite;

(c) pour chaque jour civil précédant le début de la surveillance, l'exploitant considère que la masse émise ou dégagée par jour du fait de la fuite est égale à la masse émise ou dégagée par jour le premier jour de la surveillance, en veillant à éviter toute sous-estimation.

$T_{début}$ = la plus récente des dates suivantes:

a) la dernière date à laquelle aucune émission ni aucun dégagement de CO_2 dans la colonne d'eau à partir de la source considérée n'a été signalé;

b) la date à laquelle l'injection de CO_2 a débuté;

c) toute autre date pour laquelle il existe des éléments propres à convaincre l'autorité compétente que l'émission ou le dégagement dans la colonne d'eau ne peut avoir débuté avant cette date.

T_{fin} = la date à partir de laquelle des mesures correctives ont été prises conformément à l'article 16 de la directive 2009/31/CE, de sorte qu'aucune émission ni aucun dégagement de CO_2 dans la colonne d'eau n'est plus détectable.

L'autorité compétente approuve et autorise l'utilisation d'autres méthodes pour quantifier les émissions ou dégagements de CO_2 dans la colonne d'eau dus à des fuites si l'exploitant lui prouve de manière concluante que ces méthodes permettent d'atteindre un degré de précision plus élevé que la méthode décrite dans la présente sous-section.

L'exploitant quantifie, pour chaque fuite, les émissions du complexe de stockage qui en résultent, avec une incertitude globale maximale de ± 7,5 % sur la période de déclaration. Si l'incertitude globale de la méthode de quantification appliquée dépasse ± 7,5 %, chaque exploitant procède à l'ajustement suivant:

$CO_{2,déclaré}$ [t CO_2] = $CO_{2,quantifié}$ [t CO_2] * (1 + ($Incertitude_{système}$ [%]/100) – 0,075)

où:

$CO_{2,déclaré}$ = quantité de CO_2 à faire figurer dans la déclaration d'émissions annuelle, pour la fuite en question;

$CO_{2,quantifié}$ = quantité de CO_2 déterminée par la méthode de quantification appliquée, pour la fuite en question;

$Incertitude_{système}$ = degré d'incertitude associé à la méthode de quantification appliquée pour la fuite en question.

▼B

ANNEXE V

Niveaux minimaux requis pour les méthodes fondées sur le calcul dans les installations de catégorie A et pour les facteurs de calcul concernant les combustibles marchands ordinaires utilisés dans les installations de catégorie B et C (article 26, paragraphe 1)

▼C1

Tableau 1

Niveaux minimaux à appliquer pour les méthodes fondées sur le calcul dans le cas des installations de catégorie A et dans le cas des facteurs de calcul concernant les combustibles marchands ordinaires, pour toutes les installations conformément à l'article 26, paragraphe 1, point a)

Activité/type de flux	Données d'activité		Facteur d'émission (*)	Composition (teneur en carbone) (*)	Facteur d'oxydation	Facteur de conversion
	Quantité de combustible ou matière	Pouvoir calorifique inférieur				
Combustion de combustibles						
Combustibles marchands ordinaires	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	1	s.o.
Autres combustibles gazeux et liquides	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	1	s.o.
Combustibles solides	1	2a/2b	2a/2b	s.o.	1	s.o.
Méthode du bilan massique pour terminaux de traitement du gaz	1	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.
Torchères	1	s.o.	1	s.o.	1	s.o.
Épuration (carbonate)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Épuration (gypse)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Épuration (urée)	1	1	1	s.o.	1	s.o.
Raffinage de pétrole						
Régénération des catalyseurs de craquage catalytique	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Production de coke						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2	2	s.o.	s.o.	s.o.
Grillage et frittage de minerai métallique						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Apport de carbonates	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Production de fonte et d'acier						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Combustible employé pour alimenter le procédé	1	2a/2b	2	s.o.	s.o.	s.o.

▼C1

Activité/type de flux	Données d'activité		Facteur d'émission (*)	Composition (teneur en carbone) (*)	Facteur d'oxydation	Facteur de conversion
	Quantité de combustible ou matière	Pouvoir calorifique inférieur				
Production ou transformation de métaux ferreux et non ferreux, y compris d'aluminium secondaire						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Émissions de procédé	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Production d'aluminium de première fusion						
Bilan massique pour les émissions de CO_2	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Émissions de PFC (méthode des pentes)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Émissions de PFC (méthode de la surtension)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Production de clinker						
D'après la charge du four (méthode A)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Quantité de clinker produite (méthode B)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Poussières des fours à ciment	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Apport de carbone non issu de carbonates	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Production de chaux et calcination de dolomite et de magnésite						
Carbonates (méthode A)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Autres matières entrantes	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Fabrication de verre et de laine minérale						
Apport de carbonates	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Autres matières entrantes	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Fabrication de produits céramiques						
Apports de carbone (méthode A)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Autres matières entrantes	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Oxydes alcalinoterreux (méthode B)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Épuration	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.

▼C1

Activité/type de flux	Données d'activité		Facteur d'émission (*)	Composition (teneur en carbone) (*)	Facteur d'oxydation	Facteur de conversion
	Quantité de combustible ou matière	Pouvoir calorifique inférieur				
Production de plaques de plâtre: voir combustion de combustibles						
Production de pâte à papier et de papier						
Produits chimiques d'appoint	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Production de noir de carbone						
Méthode du bilan massique	1	s.o.	s.o.	1	s.o.	s.o.
Production d'ammoniac						
Combustible employé pour alimenter le procédé	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	s.o.	s.o.
Fabrication de produits chimiques organiques en vrac						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Production d'hydrogène et de gaz de synthèse						
Combustible employé pour alimenter le procédé	2	2a/2b	2a/2b	s.o.	s.o.	s.o.
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.
Production de soude et de bicarbonate de sodium						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.

(«s.o.» signifie «sans objet»)

(*) Les niveaux applicables au facteur d'émission se rapportent au facteur d'émission préliminaire et la teneur en carbone se rapporte à la teneur en carbone totale. Pour les matières mixtes, la fraction issue de la biomasse doit être déterminée séparément. Le niveau 1 correspond au niveau minimal à appliquer pour la fraction issue de la biomasse dans le cas des installations de catégorie A et dans le cas des combustibles marchands ordinaires, pour toutes les installations conformément à l'article 26, paragraphe 1, point a).

▼B

ANNEXE VI

Valeurs de référence des facteurs de calcul (article 31, paragraphe 1, point a)]

1. FACTEURS D'ÉMISSION DES COMBUSTIBLES EN FONCTION DU POUVOIR CALORIFIQUE INFÉRIEUR (PCI)

Tableau 1

Facteurs d'émission des combustibles en fonction du pouvoir calorifique inférieur (PCI) et pouvoirs calorifiques inférieurs par masse de combustible.

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO_2/TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Pétrole brut	73,3	42,3	LD GIEC 2006
Orimulsion	77,0	27,5	LD GIEC 2006
Liquides de gaz naturel	64,2	44,2	LD GIEC 2006
Essence automobile	69,3	44,3	LD GIEC 2006
Kérosène (autre que jet A1 ou jet A)	71,9	43,8	LD GIEC 2006
Huile de schiste	73,3	38,1	LD GIEC 2006
Gazole/Carburant diesel	74,1	43,0	LD GIEC 2006
Fioul résiduel	77,4	40,4	LD GIEC 2006
Gaz de pétrole liquéfié	63,1	47,3	LD GIEC 2006
Éthane	61,6	46,4	LD GIEC 2006
Naphta	73,3	44,5	LD GIEC 2006
Bitume	80,7	40,2	LD GIEC 2006
Lubrifiants	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Coke de pétrole	97,5	32,5	LD GIEC 2006
Charges de raffinage du pétrole	73,3	43,0	LD GIEC 2006
Gaz de raffinerie	57,6	49,5	LD GIEC 2006
Paraffines	73,3	40,2	LD GIEC 2006
White spirit et essences spéciales	73,3	40,2	LD GIEC 2006

▼B

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO_2/TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Autres produits pétroliers	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Anthracite	98,3	26,7	LD GIEC 2006
Charbon cokéfiable	94,6	28,2	LD GIEC 2006
Autres charbons bitumineux	94,6	25,8	LD GIEC 2006
Charbon subbitumineux	96,1	18,9	LD GIEC 2006
Lignite	101,0	11,9	LD GIEC 2006
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	107,0	8,9	LD GIEC 2006
Aggloméré de charbon	97,5	20,7	LD GIEC 2006
Coke de four et coke de lignite	107,0	28,2	LD GIEC 2006
Coke de gaz	107,0	28,2	LD GIEC 2006
Goudron de houille	80,7	28,0	LD GIEC 2006
Gaz d'usine à gaz	44,4	38,7	LD GIEC 2006
Gaz de cokerie	44,4	38,7	LD GIEC 2006
Gaz de haut fourneau	260	2,47	LD GIEC 2006
Gaz de convertisseur à l'oxygène	182	7,06	LD GIEC 2006
Gaz naturel	56,1	48,0	LD GIEC 2006
Déchets industriels	143	s.o.	LD GIEC 2006
Huiles usagées	73,3	40,2	LD GIEC 2006
Tourbe	106,0	9,76	LD GIEC 2006
Bois/déchets de bois	—	15,6	LD GIEC 2006
Autre biomasse primaire solide	—	11,6	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)
Charbon de bois	—	29,5	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)
Bioessence	—	27,0	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)

▼B

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO_2/TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Biogazoles	—	27,0	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)
Autres biocarburants liquides	—	27,4	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)
Gaz de décharge	—	50,4	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)
Gaz de boues d'épuration	—	50,4	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)
Autres biogaz	—	50,4	LD GIEC 2006 | (PCI uniquement)
Pneus usagés	85,0 ([1])	s.o.	WBCSD CSI
Monoxyde de carbone	155,2 ([2])	10,1	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Méthane	54,9 ([3])	50,0	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

([1]) Cette valeur correspond au facteur d'émission préliminaire, c'est-à-dire avant application, le cas échéant, d'une fraction issue de la biomasse.
([2]) Sur la base d'un PCI de 10,12 TJ/t.
([3]) Sur la base d'un PCI de 50,01 TJ/t.

2. FACTEURS D'ÉMISSION LIÉS AUX ÉMISSIONS DE PROCÉDÉ

Tableau 2

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates (méthode A)

Carbonate	Facteur d'émission [t CO_2/ t de carbonate]
$CaCO_3$	0,440
$MgCO_3$	0,522
Na_2CO_3	0,415
$BaCO_3$	0,223
Li_2CO_3	0,596
K_2CO_3	0,318
$SrCO_3$	0,298
$NaHCO_3$	0,524
$FeCO_3$	0,380

▼B

Carbonate	Facteur d'émission [t CO_2/ t de carbonate]
En règle générale	Facteur d'émission = [$M(CO_2)$] / {Y * [M(x)] + Z * [$M(CO_3^{2-})$]} X = métal M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] $M(CO_2)$ = poids moléculaire de CO_2 en [g/mol] $M(CO_3^{2-})$ = poids moléculaire de CO_3^{2-} en [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X Z = nombre stœchiométrique de CO_3^{2-}

Tableau 3

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates à partir d'oxydes alcalino-terreux (méthode B)

Oxyde	Facteur d'émission [t CO_2/ t d'oxyde]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
En règle générale: X_YO_Z	Facteur d'émission = [$M(CO_2)$] / {Y * [M(x)] + Z * [M(O)]} X = métal alcalino-terreux ou alcalin M(x) = poids moléculaire de X en [g/mol] $M(CO_2)$ = poids moléculaire de CO_2 [g/mol] M(O) = poids moléculaire de O [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de O = 1

Tableau 4

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (production de fonte et d'acier, transformation des métaux ferreux) ([1])

Matière entrante ou sortante	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO_2/t)
Fer de réduction directe	0,0191	0,07
Électrodes de carbone pour four à arc électrique	0,8188	3,00
Carbone de charge pour four à arc électrique	0,8297	3,04
Fer aggloméré à chaud	0,0191	0,07
Gaz de convertisseur à l'oxygène	0,3493	1,28

([1]) Lignes directrices 2006 du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

▼B

Matière entrante ou sortante	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO_2/t)
Coke de pétrole	0,8706	3,19
Fonte	0,0409	0,15
Fer / ferraille	0,0409	0,15
Acier / ferraille d'acier	0,0109	0,04

Tableau 5

Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (produits chimiques organiques en vrac) [1]

Substances	Teneur en carbone (t C/t)	Facteur d'émission (t CO_2 / t)
Acétonitrile	0,5852	2,144
Acrylonitrile	0,6664	2,442
Butadiène	0,888	3,254
Noir de carbone	0,97	3,554
Éthylène	0,856	3,136
Dichlorure d'éthylène	0,245	0,898
Éthylène-glycol	0,387	1,418
Oxyde d'éthylène	0,545	1,997
Cyanure d'hydrogène	0,4444	1,628
Méthanol	0,375	1,374
Méthane	0,749	2,744
Propane	0,817	2,993
Propylène	0,8563	3,137
Chlorure de vinyle monomère	0,384	1,407

[1] Lignes directrices 2006 du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

▼B

3. POTENTIELS DE RÉCHAUFFEMENT PLANÉTAIRE DES GAZ À EFFET DE SERRE AUTRES QUE LE CO_2

▼M1

Tableau 6

Potentiels de réchauffement planétaire

Gaz	Potentiel de réchauffement planétaire
N_2O	265 t $CO_{2(e)}$/t N_2O
CF_4	6 630 t $CO_{2(e)}$/t CF_4
C_2F_6	11 100 t $CO_{2(e)}$/t C_2F_6

▼B

ANNEXE VII

Fréquence minimale des analyses (article 35)

Combustible/matière	Fréquence minimale des analyses
Gaz naturel	Au moins hebdomadaire
Autres gaz, notamment gaz de synthèse et gaz de procédé (mélange de gaz de raffinerie, gaz de cokerie, gaz de haut fourneau, gaz de convertisseur, gaz de gisement de pétrole et de gaz)	Au moins journalière, selon des procédures appropriées aux différents moments de la journée
Fioul (léger, moyen, lourd, bitume)	Toutes les 20 000 tonnes de combustible, et au moins six fois par an
Charbon, charbon cokéfiable, coke, coke de pétrole, tourbe	Toutes les 20 000 tonnes de combustible/matière, et au moins six fois par an
Autres combustibles	Toutes les 10 000 tonnes de combustible, et au moins quatre fois par an
Déchets solides non traités (déchets fossiles purs ou mélange de déchets issus de la biomasse et de déchets fossiles)	Toutes les 5 000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Déchets liquides, déchets solides prétraités	Toutes les 10 000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Minéraux carbonés (y compris calcaire et dolomite)	Toutes les 50 000 tonnes de matières, et au moins quatre fois par an
Argiles et schistes	Quantités de matières correspondant à 50 000 tonnes de CO_2, et au moins quatre fois par an
Autres matières (produit primaire, intermédiaire et final)	Suivant le type de matière et la variation, quantités de matières correspondant à 50 000 tonnes de CO_2, et au moins quatre fois par an.

▼B

ANNEXE VIII

Méthodes fondées sur la mesure (article 41)

1. DÉFINITION DES NIVEAUX APPLICABLES POUR LES MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

Les méthodes fondées sur la mesure sont approuvées pour les niveaux correspondant aux incertitudes maximales tolérées ci-après qui sont associées aux émissions horaires annuelles moyennes calculées à l'aide de l'équation 2 figurant dans la section 3 de la présente annexe.

Tableau 1

Niveaux applicables pour les SMCE (incertitude maximale tolérée pour chaque niveau)

Dans le cas du CO_2, l'incertitude doit être appliquée à la quantité totale de CO_2 mesurée. Lorsque la fraction issue de la biomasse est déterminée à l'aide d'une méthode fondée sur la mesure, la même définition de niveau que pour le CO_2 doit être appliquée à la fraction issue de la biomasse.

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Sources d'émission de CO_2	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
Sources d'émission de N_2O	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	S.O.
Transfert de CO_2	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

2. NIVEAUX MINIMAUX REQUIS POUR LES INSTALLATIONS DE CATÉGORIE A

Tableau 2

Niveaux minimaux à appliquer pour les méthodes fondées sur le calcul dans le cas des installations de catégorie A conformément à l'article 41, paragraphe 1, point a)

Gaz à effet de serre	Niveau minimal requis
CO_2	2
N_2O	2

3. DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE GES PAR DES MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

Équation 1: calcul des émissions annuelles conformément à l'article 43, paragraphe 1:

$$GES\ Ém_{totales}\ [t] = \sum_{i=1}^{HeuresExp} GHG\ conc_{horaire,\,i} \cdot V_{horaire,\,i} \cdot 10^{-6}[t/g]$$

Équation 2: détermination des émissions horaires moyennes:

$$GES\ Ém_{moyenne}\ [kg/h] = \frac{GES\ Ém_{totales}}{HeuresExp} \cdot 10^{3}[kg/t]$$

Équation 2a: Détermination de la concentration horaire moyenne de GES aux fins de la déclaration conformément au point 9 b), de l'annexe X, section 1:

$$GES\ conc_{moyenne}\ [g/Nm^3] = \frac{GES\ Ém_{totales}}{\sum_{i=1}^{HeuresExp} V_{horaire,\,i}} \cdot 10^{6}[g/t]$$

▼B

Équation 2b: Détermination du débit horaire moyen des effluents gazeux aux fins de la déclaration conformément au point 9 b), de l'annexe X, section 1:

$$Débit_{moyen}\ [Nm^3/h] = \frac{\sum_{i=1}^{HeuresExp} V_{horaire,i}}{HeuresExp}$$

Équation 2c: Calcul des émissions annuelles aux fins de la déclaration annuelle d'émissions conformément au point 9 b), de l'annexe X, section 1:

$$GES\ Ém_{totales}\ [t] = GES \cdot Débit_{moyen} \cdot HeuresExp \cdot 10^{-6}[t/g]$$

Les abréviations suivantes sont utilisées dans les équations 1 à 2c:

L'indice i fait référence à l'heure d'exploitation considérée. Lorsqu'un exploitant utilise des périodes de référence plus courtes conformément à l'article 44, paragraphe 1, cette période de référence est utilisée au lieu des heures pour ces calculs.

GES $Ém_{totales}$ = total des émissions annuelles de GES en tonnes

GES $conc_{horaire,\ i}$ = concentration horaire des émissions de GES en g/Nm^3 dans les effluents gazeux, mesurée lorsque l'installation est en service pendant l'heure *i*;

$V_{horaire,\ i}$ = volume des effluents gazeux en Nm^3 pendant l'heure *i (c'est-à-dire, débit intégré sur une heure ou une période de référence plus courte)*;

GES $Ém_{moyennes}$ = moyenne horaire annuelle des émissions de la source, en kg/h;

HeuresExp = nombre total d'heures pour lequel la méthode fondée sur la mesure est appliquée, y compris les heures pour lesquelles des données ont été substituées conformément à l'article 45, paragraphes 2 à 4;

GES $conc_{moyenne}$ = concentration horaire moyenne annuelle des émissions de GES en g/Nm^3;

$Débit_{moyen}$ = débit moyen annuel des effluents gazeux en Nm^3/h

4. CALCUL DE LA CONCENTRATION PAR MESURE INDIRECTE DE LA CONCENTRATION

Équation 3: Calcul de la concentration

$$GES\ concentration\ [\%] = 100\% - \sum_i Concentration\ du\ constituant\ i\ [\%]$$

5. SUBSTITUTION DES DONNÉES DE CONCENTRATION MANQUANTES DANS LE CAS DES MÉTHODES FONDÉES SUR LA MESURE

Équation 4: Substitution des données manquantes dans le cas des méthodes fondées sur la mesure

$$C^*_{subst} = \overline{C} + 2\sigma c_$$

où:

$\overline{C}$ = moyenne arithmétique de la concentration du paramètre considéré sur toute la période de déclaration, ou, en cas de circonstances particulières lors de la perte des données, sur une période appropriée tenant compte de ces circonstances;

$\sigma_{C_}$ = meilleure estimation de l'écart-type de la concentration du paramètre considéré sur toute la période de déclaration, ou, en cas de circonstances particulières lors de la perte des données, sur une période appropriée tenant compte de ces circonstances.

▼B

ANNEXE IX

Données et informations minimales à conserver en application de l'article 67, paragraphe 1

Les exploitants et les exploitants d'aéronefs conservent une trace des éléments suivants, au minimum:

1. ÉLÉMENTS COMMUNS AUX INSTALLATIONS ET AUX EXPLOITANTS D'AÉRONEFS:

   1) le plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente;

   2) les documents justifiant le choix de la méthode de surveillance ainsi que les documents justifiant les changements temporaires ou permanents concernant la méthode de surveillance et, le cas échéant, les niveaux de méthode approuvés par l'autorité compétente;

   3) toutes les mises à jour des plans de surveillances notifiés à l'autorité compétente conformément à l'article 15, ainsi que les réponses de l'autorité compétente;

   4) toutes les procédures écrites mentionnées dans le plan de surveillance, y compris, le cas échéant, le plan d'échantillonnage, et les procédures applicables aux activités de gestion du flux de données et aux activités de contrôle;

   5) la liste de toutes les versions utilisées du plan de surveillance et de toutes les procédures connexes;

   6) les documents définissant les responsabilités en matière de surveillance et de déclaration;

   7) le cas échéant, l'évaluation des risques effectuée par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef;

   8) les rapports relatifs aux améliorations apportées, conformément à l'article 69;

   9) la déclaration d'émissions annuelle vérifiée;

   10) le rapport de vérification;

   11) toute autre information jugée nécessaire pour vérifier la déclaration d'émissions annuelle.

2. ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES POUR LES INSTALLATIONS FIXES:

   (1) l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et toute mise à jour de celle-ci;

   (2) le cas échéant, les évaluations de l'incertitude;

   (3) si des méthodes fondées sur le calcul sont appliquées dans les installations:

      a) les données d'activité servant à calculer les émissions pour chaque flux, classées par procédé et par type de combustible ou de matière,

      b) la liste de toutes les valeurs par défaut utilisées comme facteurs de calcul, le cas échéant;

      c) l'ensemble des résultats des échantillonnages et des analyses effectués pour déterminer les facteurs de calcul;

      d) les documents relatifs à toutes les procédures inefficaces qui ont été corrigées ainsi qu'aux mesures correctives prises conformément à l'article 64;

      e) les résultats des opérations d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure.

▼B

(4) Si des méthodes fondées sur la mesure sont appliquées dans les installations, les éléments supplémentaires suivants:

a) les documents justifiant le choix d'une méthode fondée sur la mesure;

b) les données utilisées pour effectuer l'analyse d'incertitude concernant les émissions de chaque source, classées par procédé;

c) les données utilisées pour corroborer les calculs et les résultats de ceux-ci;

d) la description technique détaillée du système de mesure continue et les documents prouvant l'agrément délivré par l'autorité compétente;

e) les données brutes et agrégées fournies par le système de mesure continue, y compris les documents attestant de l'évolution du système, et le carnet de bord concernant les essais, les immobilisations, les étalonnages, l'entretien et la maintenance;

f) les documents faisant état des modifications apportées au système de mesure continue;

g) les résultats des opérations d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure;

h) le cas échéant, le modèle de bilan massique ou énergétique utilisé pour déterminer les données de remplacement conformément à l'article 45, paragraphe 4, ainsi que les hypothèses sous-jacentes;

(5) si une méthode alternative au sens de l'article 22 est appliquée, toutes les données nécessaires pour déterminer les émissions correspondant aux sources et aux flux pour lesquels cette méthode est appliquée, ainsi que les variables représentatives des données d'activité, des facteurs de calcul et des autres paramètres dont il serait fait état dans le cadre d'une méthode par niveaux;

(6) dans le cas de la production aluminium primaire, les éléments supplémentaires suivants:

a) les documents attestant les résultats des campagnes de mesure réalisées aux fins de la détermination des facteurs d'émission spécifiques de l'installation pour le CF_4 et le C_2F_6;

b) les documents attestant les résultats de la détermination de l'efficacité de collecte des émissions fugitives;

c) toutes les données utiles relatives à la production d'aluminium primaire, à la fréquence et à la durée des effets d'anode ou à la surtension de l'effet d'anode;

(7) pour les activités de captage, de transport et de stockage géologique du CO_2, le cas échéant, les éléments supplémentaires suivants:

a) les documents attestant la quantité de CO_2 injectée dans le complexe de stockage par les installations assurant le stockage géologique du CO_2;

b) les données de pression et de température relatives au réseau de transport, agrégées de façon représentative;

c) une copie du permis de stockage, y compris le plan de surveillance approuvé, conformément à l'article 9 de la directive 2009/31/CE;

d) le cas échéant, les informations communiquées en application de l'article 14 de la directive 2009/31/CE;

e) les rapports relatifs aux résultats des inspections effectuées conformément à l'article 15 de la directive 2009/31/CE;

▼B

f) les documents attestant les mesures correctives prises en application de l'article 16 de la directive 2009/31/CE.

3. ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES POUR LES ACTIVITÉS AÉRIENNES:

1) la liste des aéronefs possédés en propre, pris ou mis en location, et les preuves nécessaires de l'exhaustivité de cette liste; pour chaque aéronef, la date d'arrivée dans la flotte de l'exploitant d'aéronef et la date à laquelle il en sort;

2) la liste des vols couverts pour chaque période de déclaration, et les preuves nécessaires de l'exhaustivité de cette liste;

3) les données utilisées pour déterminer la consommation de carburant et les émissions;

4) les données utilisées pour déterminer la charge utile et la distance à prendre en considération pour les années sur lesquelles porte la déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres;

5) La documentation relative à la méthode prévue en cas de lacunes dans les données, le cas échéant, le nombre de vols pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées, les données utilisées pour combler les lacunes éventuellement constatées, et, lorsque le nombre de vols pour lesquels les données manquantes dépassaient 5 % des vols signalés, les raisons des données manquantes ainsi que la documentation des mesures correctives prises.

▼B

ANNEXE X

Contenu minimal des rapports annuels (article 68, paragraphe 3)

1. DÉCLARATIONS D'ÉMISSIONS ANNUELLES DES INSTALLATIONS FIXES

La déclaration d'émissions annuelle d'une installation contient au minimum les informations suivantes:

(1) les données d'identification de l'installation, conformément à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE, ainsi que le numéro d'autorisation de l'installation qui lui a été spécialement attribué;

(2) le nom et l'adresse du vérificateur de la déclaration;

(3) l'année de déclaration;

(4) la référence et le numéro de version du dernier plan de surveillance approuvé et la date à partir de laquelle il est applicable, ainsi que la référence et le numéro de version de tous les autres plans de surveillance pertinents pour l'année de déclaration;

(5) les modifications importantes intervenues dans les activités d'une installation, ainsi que les divergences temporaires constatées, au cours de la période de déclaration, par rapport au plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente, y compris les changements temporaires ou permanents de niveaux, les raisons de ces changements, la date de mise en œuvre des changements, ainsi que la date de début et de fin des changements temporaires;

(6) des informations sur toutes les sources et tous les flux d'émission, comprenant au moins:

▼M1

a) les émissions totales exprimées en t $CO_{2(e)}$, y compris le CO_2 provenant de flux de biomasse qui ne sont pas conformes à l'article 38, paragraphe 5;

▼B

b) en cas d'émission de gaz à effet de serre autres que le CO_2, les émissions totales exprimées en t;

c) le choix de la méthode de mesure ou de la méthode de calcul visées à l'article 21;

d) les niveaux appliqués;

e) les données d'activité:

i) pour les carburants, la quantité de carburant (exprimée en tonnes ou en Nm^3) et le pouvoir calorifique inférieur (GJ/t ou GJ/Nm^3) indiqués séparément;

ii) pour tous les autres flux, la quantité exprimée en tonnes ou en Nm^3;

f) les facteurs d'émission, exprimés conformément aux exigences définies à l'article 36, paragraphe 2; la fraction issue de la biomasse, les facteurs d'oxydation et de conversion, exprimés sous la forme de fractions adimensionnelles;

g) lorsque les facteurs d'émission des combustibles sont exprimés en fonction de la masse ou du volume et non de l'énergie, les valeurs déterminées conformément à l'article 26, paragraphe 5, pour le pouvoir calorifique inférieur de chaque flux;

(7) lorsque la méthode du bilan massique est appliquée, le débit massique et la teneur en carbone de chaque flux entrant et sortant de l'installation; la fraction issue de la biomasse et le pouvoir calorifique inférieur, le cas échéant;

(8) des informations à déclarer pour mémoire, comprenant au moins:

a) les quantités de biomasse brûlées, exprimées en TJ, ou employées dans des procédés, exprimées en t ou en Nm^3;

▼B

b) les émissions de CO_2 issues de la biomasse, exprimées en t CO_2, si les émissions sont déterminées par une méthode fondée sur la mesure;

c) une variable représentative du pouvoir calorifique inférieur des flux de biomasse utilisés comme combustible, le cas échéant;

▼M1

d) les émissions, les quantités et la valeur énergétique des combustibles issus de la biomasse et des bioliquides brûlés, exprimés en t et en TJ, et des informations indiquant si ces combustibles issus de la biomasse et ces bioliquides sont conformes à l'article 38, paragraphe 5;

▼B

e) si l'article 49 ou 50 s'applique, le CO_2 ou le N_2O transféré vers une installation ou reçu d'une installation, exprimé en t $CO_{2(e)}$;

f) si l'article 48 s'applique, le CO_2 intrinsèque transféré vers une installation ou reçu d'une installation, exprimé en t CO_2;

g) le cas échéant, le nom de l'installation et son code d'identification tel que reconnu conformément aux actes adoptés en vertu de l'article 19, paragraphe 3, de la directive 2003/87/CE:

i) de la ou des installations vers lesquelles le CO_2 ou le N_2O est transféré conformément aux lettres e) et f) du présent point 8;

ii) de la ou des installations à partir desquelles le CO_2 ou le N_2O est transféré conformément aux lettres e) et f) du présent point 8;

lorsque cette installation ne dispose pas d'un tel code d'identification, le nom et l'adresse de l'installation, ainsi que les coordonnées d'une personne à contacter, sont fournis.

h) la quantité transférée de CO_2 issu de la biomasse, exprimée en t CO_2;

(9) lorsqu'une méthode de mesure est appliquée:

a) les cas où le CO_2 est mesuré sous la forme des émissions annuelles de CO_2 d'origine fossile et des émissions annuelles de CO_2 résultant de l'utilisation de la biomasse;

b) les heures d'exploitation du système de mesure continue des émissions (SMCE), les concentrations mesurées de gaz à effet de serre et le débit des effluents gazeux, exprimés en moyenne horaire annuelle et en valeur totale annuelle;

(10) lorsqu'une méthode alternative au sens de l'article 22 est appliquée, toutes les données nécessaires pour déterminer les émissions correspondant aux sources et aux flux pour lesquels cette méthode est appliquée, ainsi que les variables représentatives des données d'activité, des facteurs de calcul et des autres paramètres dont il serait fait état dans le cadre d'une méthode par niveaux;

(11) si des lacunes dans les données ont été constatées et comblées par des données de remplacement conformément à l'article 66, paragraphe 1:

a) le flux ou la source d'émission concernés par chaque lacune dans les données;

b) les raisons de chaque lacune dans les données;

c) les dates et heures de début et de fin de chaque lacune dans les données;

d) les émissions calculées sur la base des données de remplacement;

e) lorsque la méthode d'estimation des données de remplacement n'a pas encore été incluse dans le plan de surveillance, une description détaillée de la méthode d'estimation et des éléments prouvant que la méthode utilisée n'entraîne pas une sous-estimation des émissions pour la période considérée;

▼B

(12) tout autre changement intervenu dans l'installation au cours de la période de déclaration et ayant une incidence sur les émissions de gaz à effet de serre de cette installation au cours de la période de déclaration;

(13) le cas échéant, le niveau de production d'aluminium primaire, la fréquence et la durée moyenne des effets d'anode pendant la période de déclaration, ou les données relatives à la surtension de l'effet d'anode pendant la période de déclaration, ainsi que les résultats de la détermination la plus récente des facteurs d'émission spécifiques de l'installation pour le CF_4 et le C_2F_6, conformément à l'annexe IV, et de la détermination la plus récente de l'efficacité de collecte des conduites.

Les émissions d'une même installation qui proviennent de plusieurs sources ou flux relevant du même type d'activité peuvent être déclarées sous forme agrégée pour le type d'activité concerné.

En cas de changement de niveau au cours d'une période de déclaration, l'exploitant calcule et déclare les émissions séparément pour les différentes parties de la période de déclaration dans des sections distinctes de la déclaration annuelle.

Les exploitants de sites de stockage de CO_2 peuvent, après la fermeture d'un site de stockage conformément à l'article 17 de la directive 2009/31/CE, utiliser une déclaration d'émissions simplifiée contenant au minimum les éléments énumérés aux points 1 à 5, à condition que l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre n'indique pas de source d'émission.

2. DÉCLARATION D'ÉMISSIONS ANNUELLE DES EXPLOITANTS D'AÉRONEFS

La déclaration d'émissions d'un exploitant d'aéronef contient au minimum les informations suivantes:

(1) les données identifiant l'exploitant d'aéronef précisées à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE et l'indicatif d'appel ou tout autre identifiant unique utilisé aux fins du contrôle du trafic aérien, ainsi que les coordonnées utiles;

(2) le nom et l'adresse du vérificateur de la déclaration;

(3) l'année de déclaration;

(4) la référence et le numéro de version du dernier plan de surveillance approuvé et la date à partir de laquelle il est applicable, ainsi que la référence et le numéro de version de tous les autres plans de surveillance pertinents pour l'année de déclaration;

(5) les changements importants en ce qui concerne les opérations et les divergences par rapport au plan de surveillance approuvé, durant la période de déclaration;

(6) les numéros d'identification des aéronefs et les types d'aéronefs que l'exploitant d'aéronef a utilisés pendant la période couverte par la déclaration pour mener les activités aériennes visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;

(7) le nombre total de vols par paire d'États couverts par la déclaration;

(8) la masse de carburant (en tonnes) par type de carburant et par paire d'États;

▼M1

(9) les émissions totales de CO_2 en tonnes de CO_2, ventilées par État membre de départ et d'arrivée, y compris le CO_2 provenant de biocarburants qui ne sont pas conformes à l'article 38, paragraphe 5;

▼B

(10) si les émissions sont calculées à l'aide d'un facteur d'émission ou d'une teneur en carbone exprimée en masse ou en volume, les variables représentatives pour le pouvoir calorifique inférieur du combustible;

▼B

(11) si des lacunes dans les données ont été constatées et comblées par des données de remplacement conformément à l'article 66, paragraphe 2:

a) le nombre de vols exprimé en pourcentage des vols annuels (arrondi au dixième de pourcentage le plus proche) pour lesquels des lacunes dans les données ont été constatées; et les circonstances et les raisons des lacunes;

b) la méthode d'estimation appliquée pour déterminer les données de remplacement;

c) les émissions calculées sur la base des données de remplacement;

▼M1

(12) informations mentionnées pour mémoire:

a) les quantités de biocarburants utilisées au cours de l'année de référence (en tonnes ou en m^3) énumérées par type de carburant, et la conformité ou non des biocarburants avec l'article 38, paragraphe 5;

b) le pouvoir calorifique inférieur des biocarburants et des autres carburants;

▼B

(13) en annexe à la déclaration d'émission annuelle, l'exploitant indique les émissions annuelles et le nombre annuel de vols par paire d'aérodromes. À la demande de l'exploitant, l'autorité compétente traite ces informations de façon confidentielle.

3. DÉCLARATIONS DES DONNÉES RELATIVES AUX TONNES-KILOMÈTRES DES EXPLOITANTS D'AÉRONEFS

La déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres d'un exploitant d'aéronef contient au minimum les informations suivantes:

(1) les données identifiant l'exploitant d'aéronef précisées à l'annexe IV de la directive 2003/87/CE et l'indicatif d'appel ou tout autre identifiant unique utilisé aux fins du contrôle du trafic aérien, ainsi que les coordonnées utiles;

(2) le nom et l'adresse du vérificateur de la déclaration;

(3) l'année de déclaration;

(4) la référence et le numéro de version du dernier plan de surveillance approuvé et la date à partir de laquelle il est applicable, ainsi que la référence et le numéro de version de tous les autres plans de surveillance pertinents pour l'année de déclaration;

(5) les changements importants en ce qui concerne les opérations et les divergences par rapport au plan de surveillance approuvé, durant la période de déclaration;

(6) les numéros d'identification des aéronefs et les types d'aéronefs que l'exploitant d'aéronef a utilisés pendant la période couverte par la déclaration pour mener les activités aériennes visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;

(7) la méthode choisie pour calculer la masse des passagers et des bagages enregistrés, ainsi que celle du fret et du courrier;

(8) le nombre total de passagers-kilomètres et de tonnes-kilomètres pour tous les vols effectués pendant l'année couverte par la déclaration qui relèvent des activités aériennes énumérées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE;

(9) pour chaque paire d'aérodromes: l'indicateur OACI des deux aérodromes; la distance (distance orthodromique + 95 km) en km; le nombre total de vols par paire d'aérodromes pendant la période de déclaration; la masse totale des passagers et des bagages enregistrés (tonnes) durant la période de déclaration par paire d'aérodromes; le nombre total de passagers durant la période de déclaration; le nombre total de passagers multiplié par les kilomètres par paire d'aérodromes; la masse totale du fret et du courrier (tonnes) pendant la période de déclaration par paire d'aérodromes; le nombre total de tonnes-kilomètres par paire d'aérodromes (t km).

▼B

ANNEXE XI

Tableau de correspondance

Règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission.	Présent règlement
Articles 1 à 49	Articles 1 à 49
—	Article 50
Articles 50 à 67	Articles 51 à 68
Article 68	—
Articles 69 à 75	Articles 69 à 75
—	Article 76
Articles 76 à 77	Articles 77 à 78
Annexes I à X	Annexes I à X
—	Annexe XI