Ce document constitue un outil de documentation et n'engage pas la responsabilité des institutions

►**B** **RÈGLEMENT (UE) Nº 601/2012 DE LA COMMISSION**

du 21 juin 2012

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

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

(JO L 181 du 12.7.2012, p. 30)

Modifié par:

		Journal officiel		
		n°	page	date
►**M1**	Règlement (UE) nº 206/2014 de la Commission du 4 mars 2014	L 65	27	5.3.2014

Rectifié par:

►**C1** Rectificatif, JO L 347 du 15.12.2012, p. 43 (601/2012)

▼B

RÈGLEMENT (UE) Nº 601/2012 DE LA COMMISSION

du 21 juin 2012

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

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

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil ([1]), et notamment son article 14, paragraphe 1,

considérant ce qui suit:

(1) Il est indispensable, pour le bon fonctionnement du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre mis en place par la directive 2003/87/CE, que la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre soient effectuées de manière exhaustive, cohérente, transparente et exacte, conformément aux exigences harmonisées définies dans le présent règlement. Au cours du deuxième cycle de mise en conformité prévu par le système d'échange de quotas, c'est-à-dire la période 2008-2012, les exploitants d'entreprises industrielles, les exploitants d'aéronefs, les vérificateurs et les autorités compétentes ont acquis une certaine expérience de la surveillance et de la déclaration au titre de la décision 2007/589/CE de la Commission du 18 juillet 2007 définissant des lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil ([2]). Il convient que les règles applicables à la troisième période d'échanges du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union, qui débute le 1er janvier 2013, ainsi qu'aux périodes d'échanges ultérieures tirent parti de cette expérience.

(2) Il convient que la définition de la biomasse figurant dans le présent règlement cadre avec la définition des termes «biomasse», «bioliquides» et «biocarburants» figurant à l'article 2 de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE ([3]), en particulier parce que le traitement préférentiel concernant les obligations de restitution de quotas dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union établi par la directive 2003/87/CE constitue un «régime d'aide» au sens de l'article 2, point k), de la directive 2009/28/CE et donc une aide financière au sens de l'article 17, paragraphe 1, point c), de cette directive.

([1]) JO L 275 du 25.10.2003, p. 32.
([2]) JO L 229 du 31.8.2007, p. 1.
([3]) JO L 140 du 5.6.2009, p. 16.

▼B

(3) Pour des raisons de cohérence, il convient que les définitions figurant dans la décision 2009/450/CE de la Commission du 8 juin 2009 relative à l'interprétation précise des activités aériennes visées à l'annexe I de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil [1] et dans la directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) nº 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil [2] s'appliquent au présent règlement.

(4) Afin d'assurer le fonctionnement optimal du système de surveillance et de déclaration, il convient que les États membres qui désignent plusieurs autorités compétentes veillent à ce que ces autorités compétentes coordonnent leurs travaux respectifs suivant les principes définis dans le présent règlement.

(5) Le plan de surveillance, qui décrit de façon détaillée, exhaustive et transparente la méthode appliquée par l'exploitant d'une installation spécifique ou par un exploitant d'aéronef donné, devrait être l'élément central du système établi par le présent règlement. Il convient de prévoir des mises à jour régulières de ce plan, à la fois pour tenir compte des constatations du vérificateur et pour procéder à certaines adaptations à l'initiative de l'exploitant ou de l'exploitant d'aéronef. Il convient que l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef demeure le principal responsable de la mise en œuvre de la méthode de surveillance, dont certains aspects sont décrits de façon plus précise dans les procédures prévues par le présent règlement.

(6) Il est nécessaire de définir des méthodes de base pour la surveillance, de manière à alléger le plus possible la charge pesant sur les exploitants et les exploitants d'aéronefs et à favoriser une surveillance et une déclaration efficaces des émissions de gaz à effet de serre conformément à la directive 2003/87/CE. Il convient que ces méthodes englobent des méthodes de base pour le calcul et la mesure. Parmi les méthodes de calcul, il y a lieu de distinguer les méthodes standard et les méthodes reposant sur le bilan massique. Il est nécessaire de prévoir une certaine souplesse pour permettre la combinaison, au sein d'une même installation, des méthodes de mesure, des méthodes standard de calcul et des méthodes reposant sur le bilan massique, pour autant que l'exploitant veille à éviter les omissions et la double comptabilisation.

(7) Afin d'alléger encore la charge pesant sur les exploitants et les exploitants d'aéronefs, il convient de simplifier les dispositions concernant l'évaluation de l'incertitude, sans diminuer la précision. Il y a lieu de réduire considérablement les exigences en matière d'évaluation de l'incertitude lorsque les instruments de mesure sont utilisés dans des conditions de «conformité au type», en particulier lorsqu'ils font l'objet d'un contrôle métrologique légal national.

[1] JO L 149 du 12.6.2009, p. 69.
[2] JO L 140 du 5.6.2009, p. 114.

▼B

(8) Il est nécessaire de définir des facteurs de calcul, qui peuvent être soit des facteurs par défaut, soit des facteurs déterminés par analyse. Il convient, en matière d'analyse, de continuer à privilégier le recours à des laboratoires accrédités conformément à la norme harmonisée EN ISO/IEC 17025 (exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais) pour les méthodes d'analyse requises, et de prévoir des exigences plus pragmatiques pour établir l'équivalence en cas de recours à des laboratoires non accrédités, notamment des exigences conformes à la norme harmonisée EN ISO/IEC 9001 (systèmes de management de la qualité – exigences) ou à d'autres systèmes certifiés de gestion de la qualité.

(9) Il y a lieu d'élaborer une méthode plus transparente et plus cohérente pour déterminer les «coûts excessifs».

(10) Il convient que les méthodes fondées sur la mesure jouissent d'un même niveau de crédit que les méthodes fondées sur le calcul, afin de rendre compte de la confiance accrue que suscitent les systèmes de surveillance continue des émissions et les procédures d'assurance qualité qui leur sont associées. Il convient à cet effet d'introduire davantage de proportionnalité dans les exigences concernant les recoupements par le calcul et d'expliciter les exigences en matière de traitement des données ainsi que les autres exigences d'assurance qualité.

(11) Il importe d'éviter d'imposer un effort de surveillance disproportionné aux installations ayant des émissions annuelles plus faibles et moins lourdes de conséquences, tout en garantissant le maintien d'un degré de précision acceptable. À cet égard, il y a lieu de prévoir des conditions spéciales pour les installations considérées comme étant des installations à faible niveau d'émission et pour les exploitants d'aéronefs considérés comme de petits émetteurs.

(12) L'article 27 de la directive 2003/87/CE autorise les États membres à exclure du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union les petites installations qui font l'objet de mesures équivalentes, pour autant que les conditions énoncées audit article soient remplies. Il convient que le présent règlement ne s'applique pas directement aux installations exclues en vertu de l'article 27 de la directive 2003/87/CE, à moins que l'État membre concerné n'en décide autrement.

(13) Pour prévenir les risques de contournement de la législation liés au transfert de CO_2 intrinsèque ou de CO_2 pur, il convient de n'autoriser ces transferts que dans des conditions très spécifiques, à savoir uniquement vers d'autres installations du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union (SEQE) dans le cas du CO_2 intrinsèque, et uniquement aux fins du stockage dans un site de stockage géologique conformément au SEQE de l'Union, qui est actuellement la seule forme de stockage permanent du CO_2 acceptée au titre du SEQE dans le cas du CO_2 pur. Ces conditions ne devraient toutefois pas exclure la possibilité d'innovations ultérieures.

▼B

(14) Il convient de prévoir des dispositions propres au secteur de l'aviation en ce qui concerne les plans de surveillance et la surveillance des émissions de gaz à effet de serre. Ces dispositions devraient notamment prévoir la possibilité de déterminer la densité, soit au moyen de systèmes de mesure embarqués, soit d'après les factures de carburant, les deux méthodes étant équivalentes. Elles devraient également prévoir le relèvement, de 10 000 à 25 000 tonnes de CO_2 par an, du seuil d'émission en deçà duquel un exploitant d'aéronef peut être considéré comme un petit émetteur.

(15) Il y a lieu de rendre plus cohérente l'estimation des données manquantes, en exigeant le recours à des procédures d'estimation prudentes, reconnues dans le plan de surveillance ou, si cela n'est pas possible, en exigeant l'approbation de l'autorité compétente et l'inclusion d'une procédure appropriée dans le plan de surveillance.

(16) Il convient de renforcer la mise en œuvre du principe d'amélioration consistant à exiger des exploitants qu'ils réexaminent régulièrement leur méthode de surveillance et qu'ils tiennent compte des recommandations formulées par les vérificateurs dans le cadre de la procédure de vérification. En cas de recours à une méthode qui ne repose pas sur des niveaux, ou s'il n'est pas possible d'appliquer les niveaux les plus élevés, il convient que les exploitants fassent régulièrement état des mesures prises pour appliquer une méthode de surveillance fondée sur le système de niveaux et pour appliquer le niveau le plus élevé prescrit.

(17) En vertu de l'article 3 *sexies*, paragraphe 1, de la directive 2003/87/CE, les exploitants d'aéronefs peuvent solliciter une allocation de quotas à titre gratuit pour les activités visées à l'annexe I de ladite directive, sur la base des données relatives aux tonnes-kilomètres vérifiées. Toutefois, eu égard au principe de proportionnalité, lorsqu'un exploitant d'aéronef n'est objectivement pas en mesure de produire les données relatives aux tonnes-kilomètres vérifiées dans les délais requis, en raison de circonstances graves, imprévisibles et indépendantes de sa volonté, cet exploitant d'aéronef devrait pouvoir présenter les meilleures données relatives aux tonnes-kilomètres dont il dispose, pour autant que les garanties nécessaires soient en place.

(18) Il convient d'encourager le recours à l'informatique et l'élaboration d'exigences relatives aux formats d'échange des données, ainsi que l'utilisation de systèmes automatisés; en conséquence, les États membres devraient être autorisés à imposer l'utilisation de ces systèmes aux opérateurs économiques. Les États membres devraient également être autorisés à élaborer des modèles électroniques et des spécifications de formats de fichiers, lesquels devraient toutefois respecter des normes minimales publiées par la Commission.

(19) Il y a lieu d'abroger la décision 2007/589/CE. Il convient toutefois de maintenir les effets de ses dispositions pour la surveillance, la déclaration et la vérification des émissions et des données d'activité pendant les première et deuxième périodes d'échanges du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union.

▼B

(20) Les États membres devraient disposer d'un délai suffisant pour adopter les mesures nécessaires et établir le cadre institutionnel national approprié pour garantir la bonne application du présent règlement. Il convient donc que le présent règlement s'applique à compter de la date marquant le début de la troisième période d'échanges.

(21) Les mesures prévues au présent règlement sont conformes à l'avis du comité des changements climatiques,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

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 2013 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 2013.

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 selon qu'il 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 des périodes de huit ans visées à l'article 13, paragraphe 1, de la directive 2003/87/CE;

▼B

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

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 l'année de surveillance visée aux articles 3 *sexies* et 3 *septies* de la directive 2003/87/CE pour les données relatives aux tonnes-kilomètres;

▼B

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;

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. «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;

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

20. «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 secteurs connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux; elle comprend les bioliquides et les biocarburants;

21. «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;

22. «biocarburant», un combustible liquide ou gazeux utilisé pour le transport et produit à partir de la biomasse;

▼B

23. «contrôle métrologique légal», le contrôle des fonctions de mesurage aux fins de l'application d'un instrument de mesure, pour des motifs d'intérêt, de santé, de sécurité et d'ordre publics, de protection de l'environnement, de perception de taxes et de droits, de protection du consommateur et de loyauté des transactions commerciales;

24. «erreur maximale tolérée», l'erreur de mesure tolérée spécifiée à l'annexe I et dans les annexes spécifiques par instrument de la directive 2004/22/CE du Parlement européen et du Conseil ([1]), ou dans la réglementation nationale relative au contrôle métrologique légal, selon le cas;

25. «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;

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

27. «$CO_{2(e)}$», 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;

28. «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 la détermination de variables comme les données d'activité, la teneur en carbone, le pouvoir calorifique ou le facteur d'émission des émissions de CO_2;

29. «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;

30. «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;

31. «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);

([1]) JO L 135 du 30.4.2004, p. 1.

▼B

32. «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;

33. «combustible mixte», un combustible contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile;

34. «matière mixte», une matière contenant à la fois de la biomasse et du carbone fossile;

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

36. «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;

37. «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;

38. «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;

39. «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;

40. «CO_2 intrinsèque»: le CO_2 qui entre dans la composition d'un combustible;

41. «carbone fossile», le carbone inorganique et le carbone organique non issu de la biomasse;

42. «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;

43. «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 à l'annexe III, sous-partie J, du règlement (CEE) n° 3922/91 du Conseil [1], ou dans les réglementations internationales équivalentes en vigueur;

[1] JO L 373 du 31.12.1991, p. 4.

▼B

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

45. «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;

46. «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;

47. «charge utile», la masse totale du fret, du courrier, des passagers et des bagages transportés à bord de l'aéronef durant un vol;

48. «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;

49. «paire d'aérodromes», la paire constituée de l'aérodrome de départ et de l'aérodrome d'arrivée;

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

51. «captage du CO_2», l'activité consistant à capter, dans les flux de gaz, le dioxyde de carbone (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;

52. «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;

53. «émissions de purge», les émissions délibérément rejetées hors de l'installation grâce à la mise en place d'un point d'émission défini;

54. «récupération assistée des hydrocarbures», la récupération d'hydrocarbures en plus de ceux qui sont extraits par injection d'eau ou par d'autres moyens;

55. «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;

En outre, la définition des termes «vol» et «aérodrome» figurant à l'annexe de la décision 2009/450/CE et les définitions figurant à l'article 3, points 1, 2, 3, 5, 6 et 22 de la directive 2009/31/CE s'appliquent aux fins du présent règlement.

▼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 appliquent 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, les facteurs d'émission, les facteurs d'oxydation et les facteurs de conversion, 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.

▼B

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.

Article 8

Intégrité des méthodes

L'exploitant et l'exploitant 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, 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 risque d'entraîner 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 entrepris 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.

▼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 du plan de surveillance et soumission de celui-ci

1. L'exploitant ou l'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 toutes les pièces justificatives suivantes:

a) pour chaque flux et source d'émission, 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 de méthode appliqués définis à l'annexe II et à l'annexe III;

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, l'exploitant ou l'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;

▼B

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;

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. Il met également cette documentation à disposition aux fins de la vérification au titre du règlement (UE) n° 600/2012 de la Commission ([1]).

3. Outre les éléments visés aux paragraphes 1 et 2 du présent article, les États membres peuvent exiger que d'autres éléments figurent dans le plan de surveillance des installations pour répondre aux exigences de l'article 24, paragraphe 1, de la décision 2011/278/UE de la Commission du 27 avril 2011 définissant des règles transitoires pour l'ensemble de l'Union concernant l'allocation harmonisée de quotas d'émission à titre gratuit conformément à l'article 10 *bis* de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil ([2]), notamment le résumé d'une procédure garantissant:

a) que l'exploitant vérifie régulièrement que les informations concernant toute modification prévue ou effective de la capacité, du niveau d'activité ou de l'exploitation d'une installation sont pertinentes en vertu de cette décision;

b) que l'exploitant transmet les informations visées au point a) à l'autorité compétente chaque année, au plus tard le 31 décembre.

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 respectivement à l'article 57 et à l'article 58, 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.

([1]) Voir page 1 du présent Journal officiel.
([2]) JO L 130 du 17.5.2011, p. 1.

▼B

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 dans les cas suivants:

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 risque d'engendrer 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 du paragraphe 3.

▼B

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 comprennent notamment:

a) les changements de catégorie de l'installation;

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, et inversement;

e) un changement de niveau de méthode;

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;

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 procédures pour l'échantillonnage, l'analyse ou l'étalonnage, lorsque la modification de ces procédures 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) un changement dans les niveaux de méthode appliqués pour la consommation de carburant;

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

   iii) une modification des méthodes de calcul présentées à l'annexe III;

   iv) l'introduction de nouveaux flux;

▼B

v) un changement de catégorie d'un flux, de flux mineur en flux majeur;

vi) le changement de statut d'un exploitant d'aéronef considéré comme un petit émetteur au sens de l'article 54, paragraphe 1;

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 risque de se traduire par des données d'émission incomplètes.

En cas de doute, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef procède en parallèle, dans l'intervalle, à l'ensemble des activités de surveillance et de déclaration, y compris la consignation des informations s'y rapportant, en s'appuyant à la fois sur la version modifiée et sur la version initiale du plan de surveillance.

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 modifié.

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;

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.

▼B

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 entraîne des coûts excessifs, l'autorité compétente analyse le caractère excessif des coûts en tenant compte de la justification de l'exploitant.

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 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 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.

▼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 2004/22/CE ou de la directive 2009/23/CE du Parlement européen et du Conseil ([1]);

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 conformément à l'article 69 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.

CHAPITRE III

SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DES INSTALLATIONS FIXES

SECTION 1

Dispositions générales

Article 19

Catégorisation des installations et des flux

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.

([1]) JO L 122 du 16.5.2009, p. 6.

▼B

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;

3. L'exploitant classe chaque flux dans 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:

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).

4. 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 sont inexactes, 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.

Article 20

Limites de la surveillance

1. L'exploitant définit, 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 au gaz à effet de serre inclus par un État membre 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 définit 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 correspondante 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 sous la forme de la méthode standard définie à l'article 24 ou de 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. S'il n'applique pas la méthode fondée sur la mesure, l'exploitant choisit la méthode prescrite à la section pertinente de l'annexe IV, à moins qu'il ne démontre aux autorités compétentes que l'utilisation d'une telle méthode n'est pas techniquement réalisable ou risque d'entraîner 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 par 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 risque d'entraîner 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 niveau indiqué, pour les données d'activité et pour chaque facteur de calcul d'un flux de combustible ou de matière, dans le plan de surveillance approuvé par l'autorité compétente se révèle temporairement impossible, l'exploitant concerné applique le niveau le plus élevé possible 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 le rétablissement rapide du niveau indiqué dans le 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 du changement de niveau;

b) la méthode de surveillance provisoire appliquée par l'exploitant pour déterminer les émissions dans l'attente du rétablissement des conditions permettant l'application du niveau indiqué dans le plan de surveillance;

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

d) la date à laquelle il est prévu que le niveau 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 ce 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.

▼B

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.

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 matière entrant ou sortant des limites du bilan massique, par la teneur en carbone de la matière multipliée par ►C1 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, 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 des installations 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).

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 risque d'entraîner des coûts excessifs.

L'autorité compétente peut 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 n'excédant pas trois ans, 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 risque d'entraîner des coûts excessifs;

▼B

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.

2. Dans le cas des flux mineurs, l'exploitant applique, pour les données d'activité et pour chaque facteur de calcul, le niveau le plus élevé techniquement réalisable et n'entraînant pas de coût excessif, et au minimum le niveau 1.

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 ne 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 d'appliquer des niveaux inférieurs au niveau le plus élevé défini à l'annexe II pour surveiller le pouvoir calorifique inférieur.

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 achetée au cours de la période de déclaration la quantité de combustible ou de matière exportée hors 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 risque d'entraîner 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 risque d'entraîner 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, fondé 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, soient comparés aux seuils d'incertitude requis.

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'incertitude liée aux variations des stocks est incluse dans l'évaluation de l'incertitude 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.

▼B

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.

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.

Si cette méthode risque d'entraîner 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.

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 approuvées par 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'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 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.

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 des projets de normes, sur des lignes directrices concernant 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.

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.

▼B

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 approuvés par le laboratoire réalisant les analyses du combustible ou de la matière en question, et la preuve de cette approbation figure dans le plan. L'exploitant met le plan à disposition aux fins de la vérification au titre du règlement (UE) nº 600/2012.

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 17025 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 risque d'entraîner des coûts excessifs, et que les laboratoires non accrédités répondent à des exigences équivalentes à celles définies dans la norme EN ISO 17025.

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.

▼B

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;

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. L'annexe VII est réexaminée à intervalles réguliers et, pour la première fois, au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement.

▼B

2. L'autorité compétente peut autoriser l'exploitant à appliquer une fréquence différente de celle visée au paragraphe 1 lorsque 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 risque d'entraîner des coûts excessifs.

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 émissions avec une précision au moins équivalente ou lorsque l'utilisation d'un facteur d'émission exprimé en t CO_2/TJ risque d'entraîner 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 ►C1 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.

▼B

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 des 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.

2. Le facteur d'émission pour la biomasse est égal à zéro.

Le facteur d'émission d'un combustible ou d'une matière mixte 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, à moins que la valeur correspondante ne soit utilisée pour déduire le CO_2 issu de la biomasse des émissions déterminées par mesure continue.

▼B

Article 39

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

1. Lorsque, en fonction du niveau appliqué et de la disponibilité des valeurs par défaut visées à l'article 31, paragraphe 1, la fraction issue de la biomasse d'un combustible ou d'une matière spécifique est déterminée au moyen d'analyses, l'exploitant détermine cette fraction issue de la biomasse conformément à une norme pertinente et aux méthodes d'analyse qu'elle prescrit, et il n'applique cette norme que si elle est approuvée par l'autorité compétente.

2. Lorsqu'il n'est pas techniquement possible de déterminer au moyen d'analyses la fraction issue de la biomasse d'un combustible ou d'une matière mixte conformément au paragraphe précédent, ou si cela risque d'entraîner des coûts excessifs, l'exploitant fonde son calcul sur des facteurs d'émission et des valeurs standard de fraction issue de la biomasse des combustibles et matières mixtes, ainsi que sur des méthodes d'estimation publiées par la Commission.

En l'absence de tels facteurs et valeurs standard, l'exploitant considère que la part de la biomasse est nulle, ou bien soumet une méthode permettant d'estimer la fraction issue de la biomasse à l'approbation de l'autorité compétente. 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.

3. Par dérogation aux dispositions des paragraphes 1 et 2 et de l'article 30, lorsque la garantie d'origine a été établie conformément à l'article 2, point j), et à l'article 15 de la directive 2009/28/CE pour le biogaz injecté dans un réseau de gaz puis extrait de celui-ci, l'exploitant n'a pas recours à des analyses pour déterminer la fraction issue de la biomasse.

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.

▼B

Article 41

Niveaux applicables

1. Pour chaque source d'émission émettant plus de 5 000 tonnes de $CO_{2(e)}$ par an ou représentant plus de 10 % des émissions annuelles totales de l'installation, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue, l'exploitant applique le niveau le plus élevé indiqué à la section 1 de l'annexe VIII. Pour toutes les autres sources d'émission, l'exploitant applique au minimum le niveau immédiatement inférieur au niveau le plus élevé.

2. L'exploitant ne peut appliquer un niveau encore plus bas (le niveau 1 étant un minimum) pour la source d'émission considérée que s'il peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que l'application du niveau requis au paragraphe 1, de même que l'application d'une méthode de calcul avec les niveaux requis à l'article 26, n'est pas techniquement réalisable ou risque d'entraîner des coûts excessifs.

Article 42

Normes et laboratoires de mesure

1. Toutes les mesures sont réalisées à l'aide de méthodes fondées sur la norme EN 14181 Émissions de sources fixes – assurance qualité des systèmes automatiques de mesure, sur 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, ainsi que sur d'autres normes EN correspondantes.

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 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.

▼B

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 concerné 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:

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 au moyen d'une méthode de surveillance fondée sur le calcul, et déduit cette quantité des émissions totales mesurées de CO_2.

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 de O_2, de SO_2 et de NO_X;

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

▼B

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.

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 du système de surveillance continue des émissions 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 système de mesure continue des émissions 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.

▼B

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.

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 protoxyde d'azote (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.

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 faire état des améliorations apportées visées à l'article 69, paragraphe 4.

▼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, de déterminer les données relatives aux stocks au début et à la fin de la période de déclaration afin d'inclure l'incertitude liée aux variations des stocks dans l'évaluation de l'incertitude, lorsque les installations de stockage peuvent contenir au moins 5 % de la consommation annuelle de combustible ou de matière pendant la période de déclaration.

6. Par dérogation aux dispositions de l'article 26, 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 (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 risque d'entraîner 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, est comptabilisé dans le facteur d'émission défini pour ce combustible.

▼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 combustible 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 transférées et réceptionnées ne sont pas identiques et que l'écart entre les deux valeurs est imputable à l'incertitude des systèmes de mesure, c'est la moyenne arithmétique des deux valeurs mesurées 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, 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 qui est transférée par celle-ci vers l'une des entités suivantes:

a) 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) 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;

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

Pour tous les autres types de transfert de CO_2, les émissions de l'installation ne peuvent faire l'objet d'aucune déduction de CO_2.

▼B

2. L'exploitant de l'installation à partir de laquelle le CO_2 est transféré indique, dans sa déclaration d'émissions annuelle, le code d'identification de l'installation réceptrice conformément au règlement (UE) nº 1193/2011 de la Commission du 18 novembre 2011 établissant le registre de l'Union pour la période d'échanges débutant le 1er janvier 2013 et pour les périodes d'échanges suivantes du système d'échange de quotas d'émission de l'Union conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et à la décision nº 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant les règlements de la Commission (CE) nº 2216/2004 et (UE) nº 920/2010 ([1]).

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.

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

Il peut toutefois appliquer le niveau immédiatement inférieur s'il démontre que l'application du niveau 4 tel que défini à la section 1 de l'annexe VIII n'est pas techniquement faisable ou risque d'entraîner des coûts excessifs.

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. En pareil cas, les dispositions de l'article 48, paragraphe 3, s'appliquent.

CHAPITRE IV

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

Article 50

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, l'exploitant assigne tous les vols à une année civile en fonction de leur heure de départ, mesurée en temps universel coordonné.

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.

([1]) JO L 315 du 29.11.2011, p. 1.

▼B

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 51

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) 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.

▼B

Article 52

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. Les exploitants d'aéronefs appliquent le niveau 2 défini à la section 2 de l'annexe III.

Toutefois, les exploitants d'aéronefs ayant déclaré, pour la période d'échanges précédant immédiatement la période d'échanges en cours, des émissions annuelles moyennes inférieures ou égales à 50 000 tonnes de CO_2 d'origine fossile peuvent appliquer au minimum le niveau 1 tel que défini à la section 2 de l'article III. Tous les exploitants d'aéronefs peuvent appliquer au minimum le niveau 1 défini à la section 2 de l'annexe III pour les flux qui représentent, ensemble, moins de 5 000 tonnes de CO_2 d'origine fossile par an ou moins de 10 %, jusqu'à une contribution maximale de 100 000 tonnes de CO_2 d'origine fossile par an, la quantité la plus élevée en valeur absolue étant retenue. Lorsque les émissions déclarées ne sont pas disponibles ou ne sont plus utilisables aux fins du présent alinéa, l'exploitant d'aéronef peut utiliser une estimation ou une projection prudente pour déterminer les émissions annuelles moyennes.

▼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 réelle. L'exploitant d'aéronef détermine la densité réelle de l'une des façons suivantes:

a) à l'aide des systèmes de mesure embarqués;

b) à partir de la densité mesurée par le fournisseur de carburant lors de l'embarquement du carburant et qui figure sur la facture ou sur le bon de livraison.

La densité réelle est exprimée en kg/litre et est déterminée pour la température applicable pour une mesure spécifique.

En l'absence de valeur de densité réelle, un facteur de densité standard de 0,8 kg/litre est appliqué, après approbation de l'autorité compétente.

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.

Aux fins de la déclaration, cette méthode est considérée comme le niveau 1. Pour les carburants qui ne figurent pas dans ce tableau, l'exploitant d'aéronef détermine le facteur d'émission conformément à l'article 32, ce qui correspond au niveau 2. Dans ce cas, le pouvoir calorifique inférieur est déterminé et déclaré pour mémoire.

8. Par dérogation aux dispositions du paragraphe 7 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 de ces carburants 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 2 de l'annexe III ne puissent être appliqués.

Article 53

Dispositions spécifiques pour la biomasse

Les dispositions de l'article 39 s'appliquent à la détermination de la fraction issue de la biomasse d'un combustible mixte.

Nonobstant les dispositions de l'article 39, paragraphe 2, l'autorité compétente autorise l'utilisation, le cas échéant, d'une méthode uniformément applicable dans tous les États membres pour déterminer la fraction issue de la biomasse.

▼B

Dans le cadre de cette méthode, la fraction issue de la biomasse, le pouvoir calorifique inférieur et le facteur d'émission ou la teneur en carbone du carburant utilisé pour une activité aérienne relevant du SEQE-UE visée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE sont déterminés au moyen des données d'achat de ce carburant.

La méthode prend en considération les lignes directrices publiées par la Commission pour faciliter son application cohérente dans tous les États membres.

L'utilisation de biocarburants pour l'aviation fait l'objet d'une évaluation conformément aux dispositions de l'article 18 de la directive 2009/28/CE.

Article 54

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 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, telles que celles dont dispose Eurocontrol, 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.

▼B

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) vi), 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 55

Sources d'incertitude

1. L'exploitant d'aéronef recense les sources d'incertitude et détermine le degré d'incertitude associé. L'exploitant d'aéronef tient compte de ces informations pour le choix de la méthode de surveillance conformément à l'article 52, paragraphe 2.

2. Lorsque l'exploitant d'aéronef détermine les quantités de carburant embarquées conformément aux dispositions de l'article 52, paragraphe 3, point a), il n'est pas tenu de fournir une autre preuve du degré d'incertitude associé.

3. Lorsque des systèmes embarqués sont utilisés pour mesurer la quantité de carburant embarquée ou contenue dans les réservoirs conformément à l'article 52, paragraphe 3, point b), le degré d'incertitude associé aux mesures du carburant est établi à l'aide de tous les éléments suivants:

a) les spécifications communiquées par le constructeur de l'aéronef, qui déterminent les degrés d'incertitude des systèmes embarqués de mesure du carburant;

b) la preuve des contrôles de routine réalisés pour vérifier le bon fonctionnement des systèmes de mesure du carburant.

4. Nonobstant les dispositions des paragraphes 2 et 3, l'exploitant d'aéronef peut se fonder sur un jugement d'expert prudent tenant compte du nombre estimé de vols au cours de la période de déclaration pour déterminer les degrés d'incertitude associés à tous les autres composants de la méthode de surveillance.

5. 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 56

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.

▼B

2. L'exploitant d'aéronef calcule les données relatives aux tonnes-kilomètres en multipliant la distance, déterminée conformément aux dispositions de la section 4 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 57

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.

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

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;

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 58

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) une évaluation des risques inhérents et des risques de carence de contrôle, réalisée par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef;

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) 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.

▼B

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 (UE) nº 600/2012.

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 59

Assurance de la qualité

1. Aux fins de l'article 58, paragraphe 3, point a), l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef 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 ou l'exploitant d'aéronef 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 ou l'exploitant d'aéronef 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.

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.

▼B

Article 60

Assurance de la qualité des systèmes informatiques

Aux fins de l'article 58, 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 58, 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 61

Séparation des fonctions

Aux fins de l'article 58, 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 62

Analyses et validation internes des données

1. Aux fins de l'article 58, 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 58, 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 57.

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

a) la vérification de l'exhaustivité des données;

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

▼B

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 63

Corrections et mesures correctives

1. Lorsqu'il apparaît qu'une partie des activités de gestion du flux de données visées à l'article 57 ou des activités de contrôle visées à l'article 58 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 57 ou des activités de contrôle visées à l'article 58;

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 58.

Article 64

Activités externalisées

Lorsqu'il externalise une ou plusieurs des activités de gestion du flux de données visées à l'article 57 ou des activités de contrôle visées à l'article 58, 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 58.

Article 65

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 l'exploitant d'aéronef 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 54, paragraphe 2.

▼B

Article 66

Archivage 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 (UE) nº 600/2012. 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 ainsi qu'au vérificateur de la déclaration d'émissions ou de la déclaration des données relatives aux tonnes-kilomètres conformément au règlement (UE) nº 600/2012.

CHAPITRE VI

EXIGENCES DE DÉCLARATION

Article 67

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 (UE) nº 600/2012.

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 (UE) nº 600/2012.

▼B

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

Article 68

Force majeure

1. Lorsqu'un exploitant d'aéronef ne peut pas présenter les données relatives aux tonnes-kilomètres vérifiées à l'autorité compétente dans les délais prévus à l'article 3 *sexies*, paragraphe 1, de la directive 2003/87/CE en raison de circonstances graves, imprévisibles et indépendantes de sa volonté, cet exploitant d'aéronef présente à l'autorité compétente, aux fins de cette disposition, les meilleures données relatives aux tonnes-kilomètres dont il peut disposer compte tenu des circonstances, y compris, si nécessaire, des données fondées sur des estimations crédibles.

2. Dans les circonstances visées au paragraphe 1, l'État membre, aux fins de la demande visée à l'article 3 *sexies*, paragraphe 1, de la directive 2003/87/CE et conformément au paragraphe 2 dudit article, présente à la Commission les données reçues pour l'exploitant d'aéronef concerné, accompagnées d'une explication des circonstances ayant conduit à la non-présentation d'une déclaration vérifiée conformément au règlement (UE) nº 600/2012.

La Commission et les États membres utilisent ces données aux fins de l'article 3 *sexies*, paragraphes 3 et 4, de la directive 2003/87/CE.

3. Lorsque l'État membre présente les données reçues pour un exploitant d'aéronef à la Commission conformément au paragraphe 2 du présent article, l'exploitant d'aéronef concerné fait en sorte de soumettre les données relatives aux tonnes-kilomètres présentées à une vérification conformément au règlement (UE) nº 600/2012 dès que possible et en tout état de cause dès la disparition des circonstances visées au paragraphe 1 du présent article.

L'exploitant d'aéronef présente les données vérifiées à l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

Le cas échéant, l'autorité compétente concernée revoit l'allocation à la baisse et publie le nombre révisé de quotas alloués gratuitement à l'exploitant d'aéronef conformément à l'article 3 *sexies*, paragraphe 4, de la directive 2003/87/CE. L'allocation n'est pas augmentée. S'il y a lieu, l'exploitant d'aéronef restitue les quotas excédentaires qui lui ont été délivrés conformément à l'article 3 *sexies*, paragraphe 5, de ladite directive.

4. L'autorité compétente met en place des mesures efficaces pour faire en sorte que l'exploitant d'aéronef concerné s'acquitte des obligations qui lui incombent conformément au paragraphe 3.

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.

▼B

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.

2. Lorsque l'exploitant n'applique pas au minimum les niveaux requis conformément à l'article 26, paragraphe 1, premier alinéa, et à l'article 41, paragraphe 1, 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 ne risquent plus d'entraîner des 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.

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 risque d'entraîner 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 ne risquent plus d'entraîner des 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 (UE) nº 600/2012 fait état d'irrégularités non rectifiées ou de recommandations d'améliorations conformément aux articles 27, 29 et 30 dudit règlement, 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.

Le cas échéant, ce rapport peut être intégré au rapport visé au paragraphe 1 du présent article.

▼B

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 risquent d'entraîner des coûts excessifs, l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef démontre la nature excessive des coûts.

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 67, paragraphe 1;

b) la déclaration d'émissions annuelle vérifiée visée à l'article 67, paragraphe 1, n'est pas conforme aux dispositions du présent règlement;

c) la déclaration d'émissions d'un exploitant ou exploitant d'aéronef n'a pas été vérifiée conformément au règlement (UE) nº 600/2012.

2. Lorsqu'un vérificateur a fait état, dans le rapport de vérification établi conformément au règlement (UE) nº 600/2012, d'inexactitudes non importantes qui n'ont pas été rectifiées par l'exploitant ou l'exploitant d'aéronef avant la délivrance de la conclusion 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 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. En ce qui concerne l'application de la dérogation définie à l'article 4, paragraphe 2, point d), de cette directive, les exploitants ou exploitants d'aéronefs peuvent signaler dans leur déclaration les informations qu'ils jugent sensibles sur le plan commercial.

▼B

Article 72

Arrondissement des données

1. Les émissions annuelles totales sont déclarées en tonnes de CO_2 ou $CO_{2(e)}$ arrondies.

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 56, 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:

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) nº 166/2006 du Parlement européen et du Conseil ([1]);

c) activité IPPC figurant à l'annexe I du règlement (CE) nº 166/2006;

d) code NACE conformément au règlement (CE) nº 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.

([1]) JO L 33 du 4.2.2006, p. 1.
([2]) JO L 393 du 30.12.2006, p. 1.

▼B

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, les États membres peuvent choisir l'une et/ou l'autre des solutions suivantes:

a) des spécifications de formats de fichiers utilisant un langage électronique normalisé (dénommé ci-après «langage SEQE-UE») fondé sur XML et destiné à être utilisé 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.

Article 75

Recours aux systèmes automatisés

1. Lorsqu'un État membre choisit de recourir à des systèmes automatisés pour l'échange de données électronique utilisant le langage SEQE-UE visé au point a) de l'article 74, paragraphe 2, 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 le langage SEQE-UE 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 (UE) nº 600/2012 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:

▼B

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.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS FINALES

Article 76

Abrogation de la décision 2007/589/CE et dispositions transitoires

1. La décision 2007/589/CE est abrogée.

2. Les dispositions de la décision 2007/589/CE 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 2013.

Article 77

Entrée en vigueur

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

Il s'applique à compter du 1er janvier 2013.

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 57, 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 58;

▼B

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) nº 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;

g) le numéro de version du plan de surveillance;

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;

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

▼B

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,

      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;

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;

▼B

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;

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 combustible conformément à l'article 48 ou de transfert de CO_2 conformément à l'article 49, 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 entre des installations qui transfèrent du CO_2 conformément à l'article 48 ou à l'article 49;

▼B

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.

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 57, avec diagramme explicatif si nécessaire;

h) une description des procédures écrites relatives aux activités de contrôle établies à l'article 58;

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;

▼B

j) le numéro de version du plan de surveillance;

2. dans le cas des exploitants d'aéronefs qui ne sont pas des petits émetteurs au sens de l'article 54, paragraphe 1, ou qui ne prévoient pas d'utiliser l'instrument destiné aux petits émetteurs conformément à l'article 54, paragraphe 2, le plan de surveillance contient les informations suivantes:

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; si la même méthode n'est pas appliquée à tous les types d'aéronefs, il convient de justifier cette approche et de fournir une liste précisant quelle méthode est utilisée dans quelles conditions;

ii) les procédures de mesure du carburant embarqué et du carburant se trouvant déjà dans les réservoirs, y compris les niveaux choisis, 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;

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

iv) une procédure visant à garantir que l'incertitude totale des mesures de carburant correspond aux exigences du niveau choisi, si possible avec référence à la législation nationale, aux clauses des contrats clients ou aux normes de précision des fournisseurs de carburant;

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) le cas échéant, les procédures de mesure de la densité utilisées pour le carburant embarqué et le carburant se trouvant déjà dans les réservoirs, y compris une description des instruments de mesure utilisés, ou, si la mesure n'est pas réalisable, la valeur standard utilisée et une justification de cette méthode;

e) 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;

f) une description de la méthode à utiliser pour déterminer les données de remplacement destinées à combler les lacunes dans les données conformément à l'article 65, paragraphe 2.

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

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;

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

Seuils associés aux 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: carbonates (méthode A)	Quantité de carbonates consommée [t]	± 7,5 %			
Épuration: gypse (méthode B)	Quantité de gypse produite [t]	± 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 %
Production d'hydrogène	Charge d'hydrocarbures [t]	± 7,5 %	± 2,5 %		
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 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 %

▼B

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
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 (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 %		
Fabrication de verre et de laine minérale					
Carbonates (apport)	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 %			
Fabrication 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 %

▼B

Activité/type de flux	Paramètre auquel s'applique l'incertitude	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
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 %
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 primaire					
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. Les mêmes règles s'appliquent lorsque des combustibles sont utilisés comme matières entrantes. 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.

Les émissions de procédé dues à l'épuration des effluents gazeux de ce procédé font l'objet d'une surveillance conformément à l'annexe IV, section 1, sous-section C.

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 l'une ou l'autre 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 d) ou 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).

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 détermine le facteur d'émission conformément aux dispositions pertinentes des articles 32 à 35.

2.2. *Niveaux applicables pour le pouvoir calorifique inférieur*

Niveau 1: L'exploitant applique l'une ou l'autre 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 d) ou 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).

▼B

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).

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 conformément à l'article 39, paragraphe 2, premier alinéa, ou une valeur déterminée conformément à l'article 39, paragraphe 2, deuxième alinéa, ou à l'article 39, paragraphe 3.

Niveau 2: L'exploitant détermine les facteurs spécifiques conformément aux dispositions de l'article 39, paragraphe 1.

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: $C = FE/f$

▼B

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 d) ou 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).

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.

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 détermine la teneur en carbone conformément aux dispositions pertinentes des articles 32 à 35.

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.

▼B

4. **Définition des niveaux applicables pour les facteurs de calcul dans le cas des émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates**

Pour toutes les émissions de procédé dont la surveillance fait appel à la méthode standard conformément à l'article 24, paragraphe 2, les niveaux définis ci-après pour les facteurs d'émission sont applicables dans les cas suivants:

a) Méthode A: sur la base des matières entrantes, c'est-à-dire le facteur d'émission 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, c'est-à-dire le facteur d'émission et les données d'activité, qui sont fonction de la quantité de matières produites par le procédé.

4.1. *Niveaux applicables pour le facteur d'émission avec la méthode A*

Niveau 1: 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 pour convertir les données relatives à la composition en facteurs d'émission.

4.2. *Niveaux applicables pour le facteur de conversion 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 les facteurs standard indiqués dans le tableau 3, à la section 2 de 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).

Niveau 3: La quantité d'oxydes métalliques résultant de la décomposition des carbonates contenus dans le produit 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 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.

▼B

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.

▼B

ANNEXE III

Méthodes de surveillance pour l'aviation (articles 52 et 56)

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. **Niveaux applicables pour la consommation de carburant**

Tableau 1

Niveaux applicables pour les données d'activité en ce qui concerne les émissions de l'aviation

	Niveau applicable	
	Niveau 1	Niveau 2
Incertitude maximale associée à la quantité totale de carburant (tonnes) consommée par un exploitant d'aéronef au cours la période de déclaration	± 5,0 %	± 2,5 %

▼B

3. **Facteurs d'émission pour les carburants ordinaires**

Tableau 2

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

4. **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, torchères, 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*

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 À ci-dessous) ou de la quantité de gypse produite (méthode B ci-dessous).

▼B

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 $MgCO_3$ contenue dans les matières entrantes est déterminée selon les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Méthode B:Facteur d'émission

Niveau 1: Le facteur d'émission est le rapport stœchiométrique entre le gypse sec ($CaSO_4.2H_2O$) et le CO_2 émis: 0,2558 t CO_2/t gypse.

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.

▼B

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) *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 pas de double comptabilisation.

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.

Par dérogation à l'article 24, les émissions dues à la production d'hydrogène sont calculées en multipliant les données d'activité (exprimées en tonnes de charge d'hydrocarbures) par le facteur d'émission (exprimé en t CO_2/t de charge). Les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

Niveau 1: L'exploitant utilise une valeur de référence égale à 2,9 t de CO_2 par tonne de charge traitée. Cette valeur est une estimation prudente, fondée sur l'éthane.

Niveau 2: L'exploitant utilise un facteur d'émission spécifique par activité, calculé à partir de la teneur en carbone du gaz d'alimentation, déterminée conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

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

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.

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.

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

▼B

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 classiques, 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, 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 extrants, 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.

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_2 résultant de la production d'électrodes destinées à la fusion d'aluminium primaire, y compris les émissions des installations autonomes de production de ces électrodes.

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

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.

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.

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.

▼B

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 = fréquence × durée moyenne

Facteur d'émission: Le facteur d'émission du 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

▼B

niveau 3 figurant à la section 4.4.2.4 des lignes directrices 2006 du GIEC ([1]). 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, en cas 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 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:

Émissions de CF_4 [t] = OVC × (AEO/CE) × Pr_{Al} × 0,001

Émissions de C_2F_6 [t] = émissions de CF_4 × F_{C2F6}

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];

([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 (CF4) and Hexafluoroethane (C2F6) Émissions from Primary Aluminum Production (protocole relatif à la mesure des émissions de tétrafluorométhane (CF4) et d'hexafluoroéthane (C2F6) liées à la production d'aluminium primaire), avril 2008.

▼B

F_{C2F6} = Fraction massique de C_2F_6 (t C_2F_6/t CF_4);

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 pour le 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 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 %.

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	Facteur 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)	Sans objet	0,053

▼B

C) *Détermination des émissions en $CO_{2(e)}$*

L'exploitant calcule les émissions de CF_4 et de C_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**

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 organique contenu dans le calcaire et les schistes et matières premières utilisées pour l'épuration des effluents gazeux.

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). Les carbonates à prendre en considération incluent au moins $CaCO_3$, $MgCO_3$ et $FeCO_3$.

Les émissions de CO_2 dues aux poussières éliminées du procédé et au carbone organique présent dans les matières premières sont ajoutées conformément aux sous-sections C et D de la présente section de l'annexe IV.

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.

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 à chaque site, lequel doit être actualisé au moins une fois par an sur la base des meilleures pratiques publiées par 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

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 ciment/clinker 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:

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

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 [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.

Les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission:

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 de la matière première considérée est déterminée au moins une fois par an conformément aux dispositions des articles 32 à 35.

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.

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*

La surveillance des émissions de combustion s'effectue conformément à la section 1 de la présente annexe. La surveillance des émissions de procédé dues 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. Le cas échéant, il est tenu compte des autres carbonates et du carbone organique présents dans les matières premières.

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.

▼B

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.

Lorsque du CO_2 est utilisé dans l'installation ou transféré vers une autre installation en vue de la production de carbonate de calcium précipité (CCP), la quantité correspondante de CO_2 est considérée comme ayant été émise par l'installation qui a produit le CO_2.

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*

La surveillance des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, et des émissions liées aux matières utilisées dans les procédés, y compris le coke, le graphite et le poussier de houille, 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.

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.

▼B

12. **Fabrication de produits céramiques 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 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, matières organiques fossiles présentes dans l'argile et autres matières premières.

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 constituants 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 matières organiques, l'exploitant applique la méthode A. Les carbonates de calcium sont toujours pris en considération. Le cas échéant, il est tenu compte des autres carbonates et du carbone organique présents dans les matières premières.

Par dérogation à la section 4 de l'annexe II, les niveaux suivants sont définis pour le facteur d'émission, en ce qui concerne les émissions de procédé:

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.

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.

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.

▼B

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.

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:

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.

▼B

Lorsque du CO_2 est utilisé dans l'installation ou transféré vers une autre installation en vue de la production de carbonate de calcium précipité (CCP), la quantité correspondante de CO_2 est considérée comme ayant été émise par l'installation qui a produit le CO_2.

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.

Pour le facteur de conversion, seul le niveau 1 est applicable.

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;

▼B

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. É 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 la formule suivante:

$$\text{émissions}_{\text{annuelles}}\ N_2O\ [t] = \Sigma\ [\text{conc}_{\text{horaire}}\ N_2O[mg/Nm^3]* \text{débit}_{\text{horaire}}\ \text{effluents gazeux}\ [Nm^3/h]]* 10^{-9}$$

où:

$\text{émissions}_{\text{annuelles}}\ N_2O$ = émissions annuelles totales de N_2O de la source d'émission, en tonnes de N_2O

$\text{conc}_{\text{horaire}}\ N_2O$ = concentration horaire de N_2O en mg/Nm^3 dans les effluents gazeux, mesurée lorsque l'installation est en service

débit effluents gazeux = débit des effluents gazeux en Nm^3/h, déterminé pour chaque concentration horaire

B.2. Émissions horaires de N_2O

L'exploitant calcule la moyenne horaire annuelle des émissions de N_2 pour chaque source dont les émissions sont mesurées en continu à l'aide de l'équation suivante

$$\text{Émissions}_{\text{moyenne horaire}}N_2O\ [kg/h] = \frac{\sum(\text{conc}_{\text{horaire}}N_2O\ [mg/Nm^3]\ *\ \text{débit effluents gazeux}[Nm^3/h]\ *\ 10^{-6})}{\text{heures d}'\ \text{exploitation}[h]}$$

où:

$\text{émissions}_{\text{moyenne horaire}}\ N_2O$ = moyenne horaire annuelle des émissions de N_2O de la source, en kg/h

$\text{conc}_{\text{horaire}}\ N_2O$ = concentration horaire de N_2O en mg/Nm^3 dans les effluents gazeux, mesurée lorsque l'installation est en service;

débit des effluents gazeux = débit des effluents gazeux en Nm^3/h, déterminé pour chaque concentration horaire.

▼B

L'exploitant détermine les concentrations horaires de N_2O [mg/Nm^3] 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 pour assurer 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.

▼B

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.

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 de 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

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:

$$CO_{2(e)}\ [t] = N_2O_{annuelles}[t] * PRP_{N2O}$$

Les équivalents CO_2 annuels ($CO_{2(e)]}$ générés par toutes les sources d'émission et toutes les émissions directes de CO_2 provenant 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.

▼B

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.

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.

▼B

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_2 concernée est considérée comme ayant été émise par l'installation qui produit le CO_2.

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

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.

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 $T_{\text{entrée}}$ 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 $T_{\text{entrée}}$.

▼B

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.

L'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 au réseau de transport, y compris 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 de quantification 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 %.

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

B.1) Méthode A

Chaque exploitant détermine les émissions à l'aide de la formule suivante:

$$Émissions[t\ CO_2] = E_{activité\ propre} + \sum_i T_{ENTRÉE,\ i} - \sum_j T_{SORTIE,\ j}$$

où:

Émissions = total des émissions de CO_2 du réseau de transport [t CO_2];

$E_{activité\ propre}$ = 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;

$T_{ENTRÉE,\ i}$ = 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.

$T_{SORTIE,\ j}$ = quantité de CO_2 transférée en dehors du réseau de transport, par le point de sortie *j*, 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:

$$Émissions\ [t\ CO_2] = CO_{2\ fugitives} + CO_{2\ purge} + CO_{2\ fuites} + CO_{2\ installations}$$

où:

Émissions = total des émissions de CO_2 du réseau de transport [t CO_2];

$CO_{2\ fugitives}$ = 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;

$CO_{2\ purge}$ = quantité d'émissions de purge [t CO_2] dues au transport de CO_2 dans le réseau de transport;

$CO_{2\ fuites}$ = 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;

$CO_{2\ installations}$ = 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.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.

▼B

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:

$$\text{Émissions fugitives } [tCO_2] = (\sum_{\text{Catégorie}} EF[gCO_2/circonstance] * \text{nombre de circonstances})/1\,000\,000$$

Le nombre de circonstances 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.

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.

▼B

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

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.

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:

$$CO_2émis[t\ CO_2] = \sum_{T_{début}}^{T_{fin}} \text{L } CO_2[t\ CO_2/\text{d}]$$

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.

▼B

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)

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); («s.o.» signifie «sans objet»)

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.	s.o.
Épuration (gypse)	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Raffinage de pétrole						
Régénération des catalyseurs de craquage catalytique	1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Production d'hydrogène	1	s.o.	1	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.

▼B

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 primaire						
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						
Sur la base de la charge du four	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Production de clinker	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Poussières des fours à ciment	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
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	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Oxydes alcalino-terreux	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Fabrication de verre et de laine minérale						
Carbonates	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
Fabrication de produits céramiques						
Apports de carbone	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Oxyde alcalin	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	1
Épuration	1	s.o.	1	s.o.	s.o.	s.o.
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.

▼B

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				
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.
Soude et bicarbonate de sodium						
Bilan massique	1	s.o.	s.o.	2	s.o.	s.o.

▼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
Mazout 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
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

▼B

Description du type de combustible	Facteur d'émission (t CO_2/TJ)	Pouvoir calorifique inférieur (TJ/Gg)	Source
Coke de four et coke de lignite	107,0	28,2	LD GIEC 2006
Coke de gaz	107,0	28,2	LD GIEC 2006
Coke de houille	80,7	28,0	LD GIEC 2006
Gaz d'usine à gaz	44,4	38,7	LD GIEC 2006
Gaz de cokeries	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)
Biodiesels	—	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	s.o.	WBCSD CSI
Monoxyde de carbone	155,2 (1)	10,1	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Méthane	54,9 (2)	50,0	J. Falbe et M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

(1) Sur la base d'un PCI de 10,12 TJ/t.
(2) Sur la base d'un PCI de 50,01 TJ/t.

▼B

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
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 du CO_2 en [g/mol] M (CO_3^{2-}) = poids moléculaire du CO_3^{2-} en [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X Z = nombre stœchiométrique du 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 du CO_2 en [g/mol] M (O) = poids moléculaire du O en [g/mol] Y = nombre stœchiométrique de X = 1 (pour les métaux alcalino-terreux) = 2 (pour les métaux alcalins) Z = nombre stœchiométrique de O = 1

▼B

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
Coke de pétrole	0,8706	3,19
Fonte achetée	0,0409	0,15
Ferraille	0,0409	0,15
Acier	0,0109	0,04

([1]) Lignes directrices 2006 du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

Tableau 5: Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (produits chimiques organiques en vrac) ([1])

Substance	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	298 t $CO_{2(e)}$/t N_2O
CF_4	7 390 t $CO_{2(e)}$/t CF_4
C_2F_6	12 200 t $CO_{2(e)}$/t C_2F_6

▼B

ANNEXE VII

Fréquence minimale des analyses (article 35)

Combustible/matière	Fréquence minimale des analyses
Gaz naturel	Au moins hebdomadaire
Gaz de procédé (mélange de gaz de raffinerie, gaz de cokerie, gaz de haut fourneau et gaz de convertisseur)	Au moins journalière, selon des procédures appropriées aux différents moments de la journée
Fioul	Toutes les 20 000 tonnes, et au moins six fois par an
Charbon, charbon cokéfiable, coke de pétrole	Toutes les 20 000 tonnes, et au moins six fois par an
Déchets solides (déchets fossiles purs ou mélange de déchets issus de la biomasse et de déchets fossiles)	Toutes les 5 000 tonnes, et au moins quatre fois par an
Déchets liquides	Toutes les 10 000 tonnes, et au moins quatre fois par an
Minéraux carbonés (y compris calcaire et dolomite)	Toutes les 50 000 tonnes, 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 flux entrants et sortants comptabilisés dans le bilan massique (ne s'applique pas aux combustibles ni aux agents réducteurs)	Toutes les 20 000 tonnes, et au moins une fois par mois
Autres matières	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)

	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. **Exigences minimales**

Tableau 2

Exigences minimales pour les méthodes fondées sur la mesure

Gaz à effet de serre	Niveau minimal requis		
	Catégorie A	Catégorie B	Catégorie C
CO_2	2	2	3
N_2O	2	2	3

3. **Détermination des émissions de GES par des méthodes fondées sur la mesure**

Équation 1: Calcul des émissions annuelles

$$GES_{\text{tot ann}}[t] = \sum_{i=1}^{\text{heures d'exploitation p.a.}} \text{conc}_{\text{horaire i}}\text{GES} * \text{débit effluents gazeux}_i * 10^{-6}[\text{t/g}]$$

où:

$\text{conc}_{\text{horaire}}$ GES = concentration horaire des émissions de GES en g/Nm^3 dans les effluents gazeux, mesurée pendant l'exploitation de l'installation;

débit des effluents gazeux = débit horaire des effluents gazeux, en Nm^3/h.

Équation 2: détermination des concentrations horaires moyennes

$$\text{Émissions}_{\text{moyenne horaire}}\text{GES}[\text{kg/h}] = \frac{\sum \text{concentration}_{\text{horaire}}\text{GES}[\text{g/Nm}^3] * \text{débit effluents gazeux}[\text{Nm}^3/\text{h}]}{\text{heures d'exploitation} * 1\,000}$$

où:

$\text{émissions}_{\text{moyenne horaire}}$ de GES = moyenne horaire annuelle des émissions de la source, en kg/h;

▼B

$concentration_{horaire}$ GES = concentration horaire des émissions de GES en g/Nm^3 dans les effluents gazeux, mesurée pendant l'exploitation de l'installation;

débit des effluents gazeux = débit horaire des effluents gazeux, en Nm^3/h.

4. **Calcul de la concentration par mesure indirecte de la concentration**

Équation 3: Calcul de la concentration

$$\text{Concentration de GES}[\%] = 100\% - \sum_{i} \text{Concentration du constituant}_i[\%]$$

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 66, 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 changements temporaires ou permanents concernant la méthode de surveillance et 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;

▼B

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 63;

e) les résultats des opérations d'étalonnage et de maintenance des instruments de mesure;

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 substitution 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

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;

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, et les données utilisées pour combler les lacunes constatées.

▼B

ANNEXE X

Contenu minimal des rapports annuels (article 67, 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 plan de surveillance approuvé;

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:

   a) les émissions totales, exprimées en t $CO_{2(e)}$;

   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 et non de l'énergie, les variables représentatives du 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;

▼B

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) 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;

   d) les quantités et la valeur énergétique des bioliquides et des biocarburants utilisés, exprimées en t et en TJ;

   e) si l'article 49 s'applique, le CO_2 transféré vers une installation ou reçu d'une installation, exprimé en t CO_2;

   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 et le code d'identification conformément au règlement (UE) nº 1193/2011:

      i) de la ou des installations vers lesquelles le CO_2 est transféré conformément aux lettres e) et f) du présent point 8;

      ii) de la ou des installations à partir desquelles le CO_2 est transféré conformément aux lettres e) et f) du présent point 8;

   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 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 substitution conformément à l'article 65, 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 substitution;

▼B

e) lorsque la méthode d'estimation des données de substitution 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;

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.

14. Les types de déchets utilisés dans l'installation et les émissions qui résultent de leur utilisation comme combustibles ou matières entrantes sont déclarés selon la classification de la liste communautaire de déchets établie dans la décision 2000/532/CE de la Commission du 3 mai 2000 remplaçant la décision 94/3/CE établissant une liste de déchets en application de l'article 1er, point a), de la directive 75/442/CEE du Conseil relative aux déchets et la décision 94/904/CE du Conseil établissant une liste de déchets dangereux en application de l'article 1er, paragraphe 4, de la directive 91/689/CEE du Conseil relative aux déchets dangereux ([1]). À cet effet, les codes à six chiffres respectifs sont ajoutés au nom des différents types de déchets utilisés dans l'installation.

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 plan de surveillance approuvé;

([1]) JO L 226 du 6.9.2000, p. 3.

▼B

5. les changements importants en ce qui concerne les opérations et les divergences, durant la période de déclaration, par rapport au plan de surveillance approuvé;

6. les numéros d'identification des aéronefs et les types d'aéronefs que l'exploitant d'aéronefs 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 couverts par la déclaration;

8. les émissions totales de CO_2, exprimées en tonnes de CO_2 et ventilées par État membre de départ et d'arrivée;

9. 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;

10. si des lacunes dans les données ont été constatées et comblées par des données de substitution conformément à l'article 65, paragraphe 2:

    a) les circonstances et les raisons des lacunes;

    b) la méthode d'estimation appliquée pour déterminer les données de substitution;

    c) les émissions calculées sur la base des données de substitution;

11. Informations mentionnées pour mémoire:

    a) quantité de biomasse utilisée comme carburant durant l'année de déclaration (en tonnes ou m^3), ventilée par type de carburant;

    b) le pouvoir calorifique inférieur des autres carburants.

12. 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 plan de surveillance approuvé;

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;

▼B

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).