

Décrets, arrêtés, circulaires

TEXTES GÉNÉRAUX

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

Arrêté du 28 juillet 2005 relatif à la vérification et à la quantification des émissions déclarées dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre

NOR : DEVP0540278A

La ministre de l'écologie et du développement durable,

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 ;

Vu la décision n° 2004/156/CE du 29 janvier 2004 de la Commission approuvant les lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre en application de la directive 2003/87/CE ;

Vu le code de l'environnement, notamment ses articles L. 229-5 à L. 229-19 ;

Vu le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 modifié pris pour l'application des articles L. 229-5 à L. 229-19 du code de l'environnement et relatif au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre ;

Vu le document EA-6/03 contenant les orientations du Bureau européen d'accréditation pour la reconnaissance des organismes de vérification dans le cadre de la directive 2003/87/CE relative au système d'échange de quotas d'émission dans l'Union européenne ;

Vu l'arrêté du 25 février 2005 fixant la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émission de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés ;

Vu l'avis du Conseil supérieur des installations classées en date du 21 juin 2005 ;

Sur proposition du directeur de la prévention des pollutions et des risques,

Arrête :

CHAPITRE I^{er}

Agrément des organismes vérificateurs

Art. 1^{er}. – Le présent chapitre définit, en application de l'article L. 229-6 du code de l'environnement, les conditions dans lesquelles des organismes peuvent recevoir du ministre chargé des installations classées un agrément pour la vérification des déclarations d'émissions de gaz à effet de serre mentionnées au III de l'article L. 229-14, en régime ordinaire et pendant une période transitoire.

Section I

Agréments en régime ordinaire

Art. 2. – L'agrément est délivré par arrêté du ministre chargé des installations classées aux organismes bénéficiant d'une accréditation par le Comité français d'accréditation (COFRAC) ou par un organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la Coordination européenne des organismes d'accréditation (European Cooperation for Accreditation ou EA) pour la vérification des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de la directive 2003/87/CE relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Les agréments sont délivrés par activités énumérées à l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié susvisé pour une période de trois années civiles. Ils sont délivrés au minimum pour la vérification des installations de combustion visées au I-A de l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié susvisé.

Le retrait ou la suspension de l'accréditation entraîne de plein droit le retrait ou la suspension de l'agrément. Le COFRAC tient régulièrement informé le ministre chargé de l'environnement de toutes décisions relatives aux retraits ou aux suspensions d'accréditation décidés par lui-même ou, lorsqu'il en a connaissance, par l'un des organismes cités au premier alinéa du présent article.

Art. 3. – Les périodes de validité de l'agrément peuvent être distinctes des périodes d'échange prévues par l'article L. 229-8 du code de l'environnement. La liste des organismes agréés est publiée au *Journal officiel*, au *Bulletin officiel* du ministère chargé des installations classées ainsi que sur le site internet du ministère chargé des installations classées. Les décisions de retrait ou de suspension d'agrément sont également publiées sur ce site.

Section II

Agréments en régime transitoire

Art. 4. – Les agréments délivrés aux organismes qui en présentent la demande jusqu'au 31 décembre 2006 sont délivrés dans les conditions énumérées ci-après :

1° Les agréments sont délivrés par arrêté du ministre chargé des installations classées, après consultation de la commission visée à l'article 5 ci-dessous. Les périodes de validité de l'agrément peuvent être distinctes des périodes d'échange prévues par l'article L. 229-8 du code de l'environnement.

Les agréments sont délivrés par activités énumérées à l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié susvisé, pour une période de trois années civiles. Ils sont délivrés au minimum pour la vérification des installations de combustion visées au I-A de l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié susvisé.

Les modes de publicité des agréments, des suspensions ou des retraits d'agrément sont identiques à ceux prévus au second alinéa de l'article 3 ci-dessus.

2° Lorsque le demandeur bénéficie d'une accréditation pour la vérification des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de la directive 2003/87/CE relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne, délivrée par le COFRAC ou par un organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la Coordination européenne des organismes d'accréditation (European Cooperation for Accreditation ou EA), il est réputé réunir les conditions d'agrément.

3° En l'absence d'une telle accréditation, l'agrément peut toutefois être délivré pour une période de deux ans si le demandeur :

- d'une part, a présenté sa demande d'accréditation auprès du COFRAC ou de l'un des organismes cités à l'alinéa précédent et,
- d'autre part, réunit les conditions d'agrément prévues à l'article 6 ci-dessous.

Art. 5. – La commission d'agrément chargée de donner un avis sur les demandes est constituée des membres suivants :

- un représentant du ministre chargé des installations classées ;
- un représentant du ministre chargé de l'industrie ;
- deux membres de l'inspection des installations classées ;
- deux représentants des exploitants des secteurs concernés par le système d'échange de quotas d'émission ;
- deux experts désignés par le directeur de la prévention des pollutions et de risques.

Chacun des membres désigne un suppléant.

Le président de cette commission est le directeur de la prévention des pollutions et des risques ou son représentant.

Art. 6. – Les conditions visées au 3° de l'article 4 pour bénéficier ou conserver le bénéfice d'un agrément sont les suivantes :

1° Les membres de l'équipe de vérification doivent collectivement connaître de façon précise :

- la réglementation applicable en France au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, et plus particulièrement : son champ d'application, en articulation avec la législation des installations classées, les dispositions réglementaires relatives à la déclaration et à la vérification des émissions, les sanctions en cas de défaut ou d'insuffisance de déclaration ;
- les modalités de quantification des émissions de gaz à effet de serre, à travers notamment le calcul des émissions, la détermination par échantillonnage des facteurs d'émissions, l'incertitude des éléments du calcul des émissions, en particulier pour le ou les secteurs pour lesquels l'agrément est demandé. Cette connaissance résulte soit d'une formation déjà acquise, soit de l'organisation de sessions avec des documents attestant le suivi avec succès de celles-ci.

2° Les membres de l'équipe doivent en outre :

- disposer d'une formation technique ou scientifique d'un niveau bac + 3 ou son équivalent, à travers une expérience professionnelle donnant la capacité suffisante pour exercer une mission de vérification ;
- disposer d'une expérience professionnelle de quatre années continues, en matière d'audit environnemental, de certification environnementale, d'inspection ou de contrôle technique ;
- lorsque le secteur pour lequel l'organisme est agréé comporte des procédés industriels complexes, disposer d'une expérience professionnelle aboutissant à une bonne connaissance desdits procédés dans le secteur concerné.

3° Le responsable de l'équipe de vérification doit disposer, outre des compétences du personnel ordinaire de vérification, d'une expérience de l'exercice de responsabilités dans l'audit environnemental ou la vérification.

4° L'organisme vérificateur doit disposer d'une assise financière suffisante pour l'exercice de ses missions et souscrire une assurance de responsabilité civile couvrant les risques découlant de ses travaux.

5° L'organisme vérificateur doit être impartial et indépendant par rapport à l'organisme vérifié.

Ces qualités supposent au minimum :

- l'existence d'un système d'identification et de gestion des conflits d'intérêts susceptibles de naître au cours des activités de vérification. Ce système devra être formalisé dans une procédure écrite ;
- l'absence de prestation de conseil en matière d'émission de gaz à effet de serre accomplie envers l'exploitant vérifié au cours des deux années précédant le début de la mission de vérification.

Art. 7. – I. – Lorsque le demandeur bénéficie d'une accréditation par le COFRAC ou par un organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la Coordination européenne des organismes d'accréditation (European Cooperation for Accreditation ou EA) pour la vérification des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission dans l'Union européenne, une attestation de cette accréditation et son annexe technique suffisent pour la demande d'agrément.

II. – En l'absence d'une telle attestation d'accréditation, la demande d'agrément comprend :

1. Une demande adressée au directeur de la prévention des pollutions et des risques, précisant sa raison sociale ou sa dénomination, son siège social, sa structure juridique ainsi que la qualité du signataire de la demande, des renseignements généraux sur l'entreprise, accompagnés des pièces suivantes : les statuts, un extrait du registre du commerce et des sociétés, les capacités financières, la date de création de l'organisme, la liste des dirigeants sociaux et du personnel de direction, une copie de la police d'assurance de responsabilité civile professionnelle couvrant les risques inhérents aux travaux de vérification ;

2. La ou les activités visées à l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié susvisé pour lesquelles l'agrément est demandé ;

3. La liste des personnels appelés à intervenir en précisant leurs diplômes et leur expérience professionnelle et les modalités de composition des équipes de vérification ;

4. Le programme des sessions de formation organisées pour assurer la connaissance en matière de quantification des émissions de gaz à effet de serre et un document attestant le suivi avec succès de ces sessions ;

5. Un tarif des honoraires appliqués ;

6. L'activité dans le domaine de la quantification d'émissions de polluants atmosphériques durant les deux années civiles précédentes (nombre et date des vérifications ou des activités de conseil exercées ainsi que la liste des clients au titre de ces dernières missions) ;

7. Un exemplaire de la demande d'accréditation auprès du COFRAC ou un organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la Coordination européenne des organismes d'accréditation (European Cooperation for Accreditation ou EA) ;

8. Une note écrite par laquelle la direction de l'organisme vérificateur s'engage à adopter une démarche impartiale et indépendante dans ses activités de vérification ainsi qu'une note de procédure sur la politique de prévention, d'identification et de gestion des conflits d'intérêts susceptibles de naître au cours de ces activités de vérification.

Art. 8. – Le directeur de l'organisme informe le directeur de la prévention des pollutions et des risques de tout changement notable intervenant pour son personnel ou dans le fonctionnement de son organisme dans un délai n'excédant pas un mois à compter de la date de ce changement. Il l'informe également sans délai de toute modification concernant son accréditation.

Art. 9. – En cas de non-respect des conditions énoncées à l'article 6 et à l'article 8, l'agrément peut être suspendu provisoirement ou retiré par décision motivée.

Tout organisme qui ferait de fausses déclarations dans son dossier est passible d'un retrait d'agrément.

CHAPITRE II

Modalités de vérification des déclarations des émissions de gaz à effet de serre

Art. 10. – Le présent chapitre définit, en application de l'article L. 229-6 du code de l'environnement, les modalités de vérification des déclarations des émissions de gaz à effet de serre mentionnées au III de l'article L. 229-14 du code de l'environnement.

Section I

Plan de surveillance des émissions de gaz à effet de serre

Art. 11. – Le plan de surveillance est établi par l'exploitant en conformité avec les méthodes de déclaration des émissions utilisées pour la déclaration annuelle des émissions polluantes en application de l'arrêté du 24 décembre 2002 relatif à la déclaration annuelle des émissions polluantes des installations classées soumises à autorisation.

I. – S'agissant de la description de l'installation, le plan comprend :

- la liste complète des équipements et procédés émetteurs de gaz à effet de serre dans l'installation, entrant dans le champ du système d'échange tel que défini à l'annexe du décret n° 2004-832 du 19 août 2004 modifié précité, et leurs caractéristiques techniques (puissance, capacité) ;
- la liste des équipements émetteurs de gaz à effet de serre ne relevant pas du système d'échange en application de ce décret ;
- le classement des sources conformément à l'article 26 ci-dessous.

Le plan de surveillance indique le ou les combustibles utilisés à titre principal dans l'installation. Les autres combustibles utilisés sont énumérés de façon exhaustive ainsi que les équipements dans lesquels ils sont utilisés.

II. – En ce qui concerne la méthodologie de quantification des émissions de CO₂, le plan donne par référence aux dispositions du chapitre III du présent arrêté :

- l'indication de la méthode adoptée et, s'il y a lieu, de son niveau pour les données d'activité, les facteurs d'émission, d'oxydation et de conversion pour chaque source ou ensemble de sources en se basant sur les annexes III à X du présent arrêté. Lorsque la méthode adoptée comporte des écarts par rapport à ces annexes, le plan de surveillance les présente explicitement et apporte les justifications nécessaires ;
- la description, les caractéristiques et la localisation exacte des équipements de mesure destinés à être utilisés pour chaque type de combustible et de matière et, s'il y a lieu, pour chaque source ou ensemble de sources.

Le plan de surveillance comprend, si nécessaire :

- la description de la méthode d'échantillonnage des combustibles et des matières choisies pour déterminer le pouvoir calorifique inférieur, la teneur en carbone, les facteurs d'émission et la teneur en biomasse de chaque source ou ensemble de sources, et chaque type de combustible et de matières ;
- la mention des sources documentaires et la description des méthodes d'analyse envisagées pour déterminer les pouvoirs calorifiques inférieurs, la teneur en carbone ou la teneur en biomasse de chaque type combustible ou de matières ;
- la description des systèmes de mesure des émissions qui seront mis en œuvre pour surveiller une source, en indiquant les points de mesure, la fréquence des mesures, les équipements utilisés, les procédures d'étalonnage ainsi que les méthodes de collecte et de stockage des données ;
- la description des procédures de contrôle de la qualité appliquées à la gestion des données ;
- des informations sur d'éventuels liens avec un système de management environnemental.

Le plan peut se référer à une méthodologie, conforme aux annexes au présent arrêté, établie au niveau national par une entreprise exploitante ayant plusieurs installations de même type. Dans ce cas, le document décrivant cette méthodologie doit être annexé au plan.

Le plan de surveillance est conforme aux méthodes de quantification prévues aux annexes III à XII. Il applique intégralement ces méthodes, sauf dans les cas prévus à l'article 25-II ci-dessous.

Art. 12. – I. – L'exploitant date et signe le plan de surveillance et le notifie au préfet avant le 30 septembre 2005 par lettre recommandée avec avis de réception, et en transmet copie à l'inspection des installations classées. Les modifications du plan de surveillance intervenant les années suivantes doivent être notifiées dans les mêmes conditions, au plus tard le 30 septembre de l'année en cours.

II. – Si la description des informations contenues dans le plan de surveillance appliquée à l'installation n'apparaît pas conforme aux exigences du présent arrêté, le préfet peut demander à l'exploitant de modifier le plan de surveillance en précisant les motifs de cette demande. L'exploitant dispose de quatre semaines pour adresser au préfet un nouveau plan de surveillance. Le préfet répond dans les quatre semaines qui suivent à la proposition de l'exploitant en indiquant s'il accepte ou refuse le plan.

III. – Le plan de surveillance est réputé accepté dans les cas suivants :

- en l'absence de réponse du préfet dans les deux mois suivant la notification du plan de surveillance prévue au paragraphe I du présent article ;
- en cas d'acceptation par le préfet des modifications du plan suite à une demande de modification en application du paragraphe II du présent article.

IV. – En cas de modifications du plan de surveillance suite à des nouveaux modes de quantification, l'exploitant propose les modalités de quantification des émissions pour la période entre le 1^{er} janvier de l'année déclarée et la modification opérée. Le préfet donne son accord dans les conditions prévues au II ci-dessus.

V. – A défaut de plan de surveillance accepté au 30 janvier d'une année, la déclaration de l'exploitant pour les émissions de cette année ne peut être validée, et la procédure prévue à l'article 27 est applicable.

Section II

Mission de l'organisme vérificateur

Art. 13. – Les installations auxquelles sont affectés, selon l'arrêté du 25 février 2005 précité, plus de 500 milliers de tonnes de CO₂ par an font l'objet chaque année d'une visite par l'organisme vérificateur.

Pour les installations dont le nombre de quotas affecté est inférieur ou égal à 500 milliers de tonnes de CO₂ par an, l'installation devra avoir été visitée au moins une fois par l'organisme vérificateur pendant la période triennale 2005-2007 et deux fois durant chacune des périodes quinquennales suivantes.

Art. 14. – La mission de vérification a pour objet de permettre à l'organisme vérificateur d'émettre un avis d'assurance raisonnable, par lequel il conclut que la déclaration a été établie conformément au plan de surveillance et que les données contenues ne comportent pas d'inexactitudes significatives.

A l'issue de la vérification, l'exploitant fournira une confirmation écrite que tous les documents, informations et données demandés ont été mis à disposition de l'organisme vérificateur.

Art. 15. – L'organisme vérificateur, pour émettre l'avis d'assurance raisonnable cité à l'article 14, vérifie la mise en œuvre complète du plan de surveillance visée aux articles précédents dans le respect des dispositions qui suivent.

Il s'assure du respect par l'exploitant des principes suivants :

- exhaustivité, par la prise en compte de l'ensemble des sources d'émission couvertes par le plan de surveillance et relevant du système d'échanges ;
- cohérence, par la possibilité de comparer les émissions dans le temps, notamment par la justification de tout changement significatif de la méthodologie de quantification des émissions (changement de périmètre, détermination des facteurs d'émission...) ;
- transparence, avec la mention systématique des méthodologies, hypothèses et facteurs employés pour le calcul des émissions, données et méthodes de quantification ;
- précision, avec le respect des exigences liées au niveau d'incertitude requis par le plan de surveillance, conformément aux annexes au présent arrêté ;
- optimisation des dispositifs de quantification, dans des conditions de coûts raisonnables ;
- caractère clair, complet et non sujettes à interprétations différentes des mentions contenues dans les déclarations d'émission.

Les missions de l'organisme vérificateur sont précisées en annexe I au présent arrêté.

Section III

Dispositions relatives à l'avis d'assurance joint à la déclaration d'émission de CO₂

Art. 16. – L'avis d'assurance raisonnable de l'organisme vérificateur est annexé à la déclaration d'émissions préparée par l'exploitant.

L'avis d'assurance raisonnable comporte les éléments suivants conformément au modèle reproduit en annexe II :

- la conclusion qu'il y a avis d'assurance raisonnable ou formulation de réserves ;
- l'identification de l'exploitant ;
- une description de l'objet de la vérification (objectifs, information vérifiée et période couverte) ;
- le rappel des responsabilités respectives ;
- la mention des travaux de vérification effectués et de tous les documents utiles ;
- la date du plan de surveillance utilisé, de sa notification, de l'avis de réception par le préfet et de son acceptation par celui-ci ;
- la date de l'avis d'assurance ;
- le nom de l'organisme vérificateur et le lieu d'émission de l'avis d'assurance ;
- la signature par une personne habilitée à engager la responsabilité de l'organisme de vérification.

Art. 17. – L'organisme vérificateur doit exprimer une conclusion avec réserve ou une impossibilité de conclure dans les circonstances suivantes :

- découverte, au cours de ses travaux, d'anomalies significatives ou de non-conformités dans l'application du plan de surveillance qui entachent sa confiance dans la fiabilité de la déclaration d'émission ;
- impossibilité de mettre en œuvre l'ensemble des travaux qu'il a estimé nécessaires, c'est-à-dire que les circonstances ou les personnes responsables de l'information présentée imposent une limitation qui empêche l'organisme vérificateur de collecter les éléments probants nécessaires pour réduire le risque de délivrer une conclusion incorrecte sur l'information présentée.

L'organisme vérificateur peut formuler des commentaires dans la rubrique « informations, explications » de l'avis d'assurance. Ces commentaires ne constituent pas une réserve. L'organisme vérificateur peut notamment, dans cette rubrique, formuler des observations sur le plan de surveillance.

Art. 18. – L'absence d'avis d'assurance raisonnable ou la présence dans cet avis de conclusion avec réserve ou l'expression d'une impossibilité de conclure rend la déclaration non susceptible d'être validée par le ministre chargé de l'environnement.

L'organisme vérificateur fournit en annexe à l'avis d'assurance la liste des documents examinés. L'exploitant est tenu de communiquer à la demande du préfet tout document et toute information ayant servi de base à la vérification, dans le respect des règles de confidentialité.

Section IV

Déclaration et contrôle de l'inspection des installations classées

Art. 19. – Dans le délai prévu à l'article 8 du décret n° 2004-832 du 19 août 2004 modifié susvisé, l'exploitant transmet par voie électronique au préfet la déclaration accompagnée de l'avis d'assurance raisonnable. Il adresse simultanément copie de ces documents à l'organisme vérificateur.

Art. 20. – Le préfet, ou le cas échéant, par délégation, l'inspection des installations classées, contrôle le caractère complet de l'avis d'assurance raisonnable et peut demander à l'organisme vérificateur d'apporter tout complément à l'avis apporté. Il exerce sur la déclaration qui lui est transmise le contrôle qu'il juge nécessaire en complément de celui de l'organisme vérificateur.

S'il juge la déclaration correcte et l'avis de l'organisme vérificateur satisfaisant au regard des dispositions du présent arrêté, le préfet ou, par délégation, l'inspection des installations classées transmet les déclarations et les montants d'émission ainsi validés pour l'ensemble des installations de son ressort au ministre chargé de l'environnement au plus tard le 15 mars de chaque année, et précise si la déclaration satisfait aux conditions prévues au présent arrêté pour être validée, ou si elle ne satisfait pas à ces conditions. Le ministre chargé de l'environnement valide les déclarations et transmet les seules déclarations validées par voie électronique au plus tard le 31 mars au teneur du registre.

Pour les exploitants dont les déclarations ne sont pas validées, le préfet engage la procédure prévue à l'article 27.

CHAPITRE III

Règles de quantification des émissions

Art. 21. – Le présent chapitre définit, en application de l'article L. 229-6 du code de l'environnement, les modalités de mise en œuvre des obligations particulières de quantification des émissions de gaz à effet de serre, auxquelles sont soumis les exploitants pour les activités désignées en annexe du décret du 19 août 2004 modifié précité.

Art. 22. – Les modalités citées à l'article 21 se fondent sur les lignes directrices adoptées par décision de la Commission du 29 janvier 2004 susvisée.

Art. 23. – I. – La déclaration concernant une installation doit couvrir toutes les émissions de CO₂ provenant de l'ensemble des sources liées aux activités de l'installation mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 modifié précité.

II. – Les émissions provenant des moteurs à combustion interne utilisés à des fins de transport sont exclues des estimations.

III. – La surveillance des émissions englobe les émissions provenant d'opérations normales et d'événements exceptionnels, tels que le démarrage, l'arrêt de l'installation et les situations d'urgence survenus au cours de la période de déclaration.

IV. – Si les capacités de production séparées ou combinées ou si les rendements, d'une ou de plusieurs activités relevant d'une même rubrique parmi celles citées à l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié précité dépassent, dans une installation ou sur un site, les valeurs seuils citées dans cette même annexe, toutes les émissions de l'ensemble des sources liées à ces activités doivent être surveillées et déclarées.

V. – Toutes les émissions de l'installation doivent être affectées à celle-ci, indépendamment de l'exportation de chaleur ou d'électricité vers d'autres installations. Les émissions associées à la production de chaleur ou d'électricité provenant d'autres installations ne doivent pas être attribuées à l'installation importatrice, sous réserve de l'article L. 229-7, dernier alinéa, du code de l'environnement.

Art. 24. – I. – Une « source » est définie comme étant un point, un équipement, un procédé ou tout sous-ensemble isolément identifiable dans une installation, à partir duquel du CO₂ est émis.

II. – Un « lot » est défini comme étant une quantité de combustibles ou de matières de qualité homogène transférée pendant une période de temps définie par l'exploitant. Le lot doit être échantillonné de manière représentative et caractérisé au regard de sa teneur moyenne en énergie et en carbone et d'autres aspects relatifs à sa composition chimique.

Art. 25. – I. – Les annexes III à X font référence à des niveaux de méthode pour la détermination des données d'activité, des facteurs d'émission, d'oxydation ou de conversion. Ces niveaux de méthode ont été fixés en fonction du montant annuel de quotas affecté à chaque installation par l'arrêté du 25 février 2005 susvisé.

II. – Pour chaque installation visée en annexe de l'arrêté du 25 février 2005 susvisé, l'exploitant applique les méthodes définies en annexes III à X ainsi que les niveaux de méthode requis. Ces niveaux de méthode dépendent du volume de quotas affecté annuellement à cette installation, classé selon trois catégories : supérieur à 500 kilotonnes de CO₂, compris entre 50 et 500 kilotonnes de CO₂, et inférieur à 50 kilotonnes de CO₂. En cas d'impossibilité technique d'appliquer le niveau de méthode requis, l'exploitant peut appliquer le niveau de méthode immédiatement inférieur défini dans les annexes de la décision du 29 janvier 2004 précitée et du présent arrêté. L'exploitant peut également appliquer des niveaux de méthodes plus élevés que ceux requis ou encore appliquer des méthodes différentes sous réserve qu'elles soient plus précises.

Dans tous les cas de dérogation aux méthodes prévues par les annexes III à X cités à l'alinéa précédent, l'exploitant doit :

- faire mention de ce choix et de ses motifs dans le plan de surveillance de l'installation qui doit être accepté par le préfet, et
- faire une demande d'autorisation au préfet qui intégrera les dispositions dérogatoires en complément à l'arrêté d'autorisation d'exploiter.

Art. 26. – Dans le plan de surveillance de l'installation mentionné au chapitre II, l'exploitant classe les sources en fonction de leur importance :

I. – Il procède tout d'abord au tri des sources de l'installation par ordre d'importance décroissant, puis il somme ces sources sur la base de ce tri, en commençant par les sources les plus élevées. Lorsque la somme des sources atteint ou dépasse 95 % des émissions annuelles totales de l'installation, il arrête le montant d'émission et fixe ainsi le « groupe des sources majeures ».

II. – Pour le reliquat des sources une fois effectué ce tri, l'exploitant fait la liste des sources qui émettent 2,5 milliers de tonnes ou moins par an ou qui contribuent à 5 %, ou moins, des émissions annuelles totales de l'installation, selon le chiffre le plus élevé en émissions absolues. Il établit ainsi la liste des « sources mineures ».

L'exploitant énumère également, à l'intérieur des sources restantes, les « sources marginales », qui, ensemble, émettent 0,5 millier de tonnes, ou moins, par an ou qui contribuent à moins de 1 % des émissions annuelles totales de l'installation, selon le chiffre le plus élevé en émissions absolues.

III. – Pour les sources mineures établies selon le calcul des I et II ci-dessus, l'exploitant peut utiliser le niveau de méthode immédiatement inférieur à celui applicable à son installation en application des annexes au présent arrêté.

IV. – Pour les sources marginales, l'exploitant peut adopter une approche de minimis et utiliser sa propre méthode d'estimation.

Art. 27. – En cas d'absence de déclaration, ou de déclaration non encore conforme aux modalités définies dans le présent arrêté au 31 mars de l'année de déclaration, le préfet informe sans délai l'exploitant, en l'invitant à fournir les explications nécessaires et à régulariser sa situation. En cas d'absence de régularisation, et au plus tard le 30 avril suivant, le préfet procède au calcul par défaut des émissions, conformément aux règles spécifiques définies en annexes III à X.

Art. 28. – L'arrêté du 14 juin 2005 portant modalités d'agrément des organismes vérificateurs dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre est abrogé.

Art. 29. – Le directeur de la prévention des pollutions et des risques est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au *Journal officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 28 juillet 2005.

Pour la ministre et par délégation :

Par empêchement du directeur
de la prévention des pollutions
et des risques :

L'ingénieur général des ponts et chaussées,
J.-P. HENRY

ANNEXE I

CONTENU DES TRAVAUX DE VÉRIFICATION

1. *Déroulement des travaux*

Les travaux de vérification consistent à collecter un nombre de preuves suffisant permettant d'établir que la déclaration d'émission émise par l'exploitant repose sur des éléments précis, cohérents et pertinents. La

conduite d'entretiens avec les personnes en charge de la déclaration ainsi qu'une visite des activités de l'installation, s'il l'estime nécessaire, permettront au vérificateur de s'assurer que les responsabilités de collecte, d'archivage, de contrôle et de communication ont été effectivement attribuées et que les dispositions décrites dans les procédures internes ont été appliquées.

Le vérificateur procédera à l'analyse du cheminement de l'information depuis sa source en évaluant la conformité avec le plan de surveillance et les procédures internes. Le choix des éléments à explorer se fera au regard des zones de risque prioritaires identifiées au cours de l'analyse stratégique.

2. Incertitude

Le vérificateur s'assurera que la mise en œuvre des procédures internes permet de garantir le respect du niveau d'incertitude requis par le présent arrêté.

3. Documentation des travaux et revues croisées

Le vérificateur documente les questions importantes qui fournissent des éléments probants pour étayer la conclusion formulée dans son rapport et permettent de justifier que les travaux de vérification ont été effectués selon les dispositions susmentionnées.

Le vérificateur veillera à ce que l'exploitant apporte les explications correspondantes à chaque dysfonctionnement décelé ou variations anormales identifiées dans les données d'émission, avant de formuler des conclusions définitives. Les éléments d'explication fournis par l'exploitant seront archivés par le vérificateur pour une durée de dix ans.

L'impact des omissions, allégations inexactes ou erreurs décelées lors des travaux de vérification sera apprécié par le vérificateur au regard du critère de matérialité (seuil de signification).

Le seuil de signification représente le jugement professionnel du vérificateur qui vise à évaluer l'impact d'une omission ou d'une agrégation d'omissions, d'allégations inexactes ou d'erreurs sur la précision de la déclaration finale et qui tendrait à induire significativement en erreur les décisions des futurs utilisateurs de cette déclaration. L'appréciation du seuil de signification relève strictement du jugement du vérificateur. Un seuil proche du niveau de précision demandé à l'exploitant pour l'élaboration de sa déclaration pourra être retenu.

ANNEXE II

MODÈLE DE RAPPORT D'ASSURANCE RAISONNABLE RELATIF À LA DÉCLARATION D'ÉMISSION DE CO₂

Rapport d'assurance raisonnable sur *[nom, adresse, et toute autre identification pertinente de l'installation et du responsable de la déclaration]*

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de vérificateur agréé, nous avons procédé à des travaux visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les émissions de CO₂ déclarées par *[identifiant de l'installation]* pour l'exercice 200[X].

Ces données ont été préparées sous la responsabilité de *[identifiant du responsable de la déclaration, ayant le pouvoir d'engager l'entité]*, conformément au plan de surveillance *[identifiant du plan de surveillance]*. Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion sur ces données.

Nature et étendue des travaux (1).

Nous avons effectué nos travaux selon les règles définies par l'arrêté du *[date de l'arrêté]* relatif à la vérification et à la quantification des émissions de gaz à effet de serre. Nous avons mis en œuvre les diligences suivantes, permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les données ne présentent pas d'inexactitudes significatives :

Nos travaux ont consisté à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant ces données. Ils ont consisté également à :

- [– décrire les diligences mises en œuvre sur les procédures internes (par exemple : revue de la base documentaire (procédures, instructions), conduite d'entretiens avec les personnes concernées sur les règles de détermination du périmètre, les procédures de diffusion et de remontée des informations, de validation et d'approbation des données, etc.) ;*
- décrire les diligences mises en œuvre au niveau du site (par exemple : réalisation de procédures analytiques, réalisation de tests de détail sur les données ...) ;*
- décrire les diligences mises en œuvre au niveau des processus de contrôle ou de consolidation des données de l'entité (par exemple, revue de l'exactitude des calculs).]*

Nous estimons que nos contrôles sur les données identifiées dans le premier paragraphe du présent rapport fournissent une base raisonnable à la conclusion exprimée ci-dessous.

Informations ou explications (*le cas échéant*).

Par exemple : le plan de surveillance [*identifiant du plan de surveillance*], au regard des dispositions de l'arrêté du [*date de l'arrêté*] précité, appelle de notre part les commentaires suivants : [...].

Conclusion sans réserve.

A notre avis, la déclaration d'émission de CO₂ a été établie conformément au plan de surveillance et ne comporte pas d'inexactitude significative.

Conclusion avec réserve [*description de la ou des réserves*].

A notre avis, sous la (les) réserve(s) exposée(s) ci-dessus, la déclaration d'émission de CO₂ a été établie conformément au plan de surveillance et ne comporte pas d'inexactitude significative.

Impossibilité de conclure [*description de l'impossibilité de conclure*].

A notre avis, pour les raisons exposées ci-dessus, il est impossible de conclure sur la déclaration d'émission.
[*date et lieu de délivrance de l'avis*]
[*nom de l'organisme de vérification*]
[*nom et signature de la personne habilitée de l'organisme de vérification*]

(1) Cette partie est plus ou moins documentée selon l'importance des installations vérifiées.

ANNEXE III

ÉMISSIONS DE COMBUSTION

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations de combustion d'une puissance thermique supérieure à 20 MW (à l'exception des installations de gestion de déchets dangereux ou de déchets municipaux), pour les activités mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 modifié précité.

La surveillance des émissions dues aux procédés de combustion vise les émissions provenant de la combustion de tous les types de combustibles se trouvant dans l'installation, ainsi que les émissions issues des procédés d'épuration.

1. Identification des sources

Les installations de combustion et les procédés d'épuration émettant du CO₂ qui doivent être pris en compte dans le calcul des émissions diffèrent selon l'activité considérée :

Installations de combustion et procédés d'épuration relevant du I-B ou du II de l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié

Est à prendre en compte tout équipement ou machine consommant du combustible, sous réserves de l'article 23 du présent arrêté.

Cela comprend notamment les chaudières, les brûleurs, les turbines, les appareils de chauffage, les hauts-fourneaux, les incinérateurs, les fours, les sécheurs, les étuves, les moteurs, les torchères et les laveurs (émissions dues aux procédés d'épuration mettant en œuvre des carbonates).

Installations de combustion relevant du I-A de l'annexe du décret du 19 août 2004 modifié

Sont à prendre en compte toutes les chaudières, turbines et moteurs à combustion, à l'exception :

- des installations utilisant de façon directe un produit de combustion dans un procédé de fabrication, notamment les fours industriels et les installations de réchauffement ou de séchage directs ;
- des dispositifs de régénération des catalyseurs de craquage ;
- des dispositifs de conversion de l'hydrogène sulfuré en soufre ;
- des réacteurs utilisés dans l'industrie chimique ;
- des chaudières de secours destinées uniquement à alimenter des systèmes de sécurité ou à prendre le relais de l'installation principale en cas de défaillance ou lors d'une opération de maintenance de celle-ci ;
- des groupes électrogènes utilisés exclusivement en alimentation de secours.

2. Calcul des émissions de CO₂ des sources de combustion

Les émissions de CO₂ provenant des sources de combustion sont calculées selon la formule suivante. Le calcul doit être effectué pour chaque combustible et pour chaque activité :

$$CC = [\text{Combustible Entrant}] - [\text{Combustible Sortant}] - [\Delta \text{stock}]$$

CC : Consommation de combustible au cours de la période de déclaration (N)

Combustible Entrant : Quantité de combustible entré en stock au cours de la période de déclaration

Combustible Sortant : Quantité de combustible utilisé à d'autres fins (transport ou revente)

Δ stock : Stock de combustible au 31/12/N - Stock de combustible au 31/12/(N-1)

L'exploitant peut aussi utiliser des facteurs d'émission exprimés en t_{co2}/m³ combustible ou t_{co2}/t combustible, la formule à appliquer est alors la suivante :

$$\text{Emissions de CO}_2 = CC \times FE \times FO$$

Pour le gaz naturel, c'est également cette formule qui s'applique lorsque l'exploitant utilise une quantité de combustible consommé (CC) exprimée en MW.h PCS et un facteur d'émission exprimé en kg_{co2}/MW.h PCS.

Les quantités de combustibles consommés et les pouvoirs calorifiques doivent être exprimés sur des bases homogènes (teneur en eau, avec ou sans cendres).

2.1. Quantité de combustible consommé (CC)

Deux méthodes de quantification sont applicables sur tout ou partie des combustibles :

- la consommation de combustible est mesurée sans stockage intermédiaire avant combustion au moyen d'appareils de mesure (pesée, débitmétrie, volumétrie...) ;
- dans le cas de stockage intermédiaire, la consommation de combustible peut être calculée par la méthode du bilan massique selon la formule suivante :

$$CC = [\text{Combustible Entrant}] - [\text{Combustible Sortant}] - [\Delta \text{stock}]$$

CC : Consommation de combustible au cours de la période de déclaration (N)

Combustible Entrant : Quantité de combustible entré en stock au cours de la période de déclaration

Combustible Sortant : Quantité de combustible utilisé à d'autres fins (transport ou revente)

Δ stock : Stock de combustible au 31/12/N - Stock de combustible au 31/12/(N-1)

L'exploitant emploiera la méthode permettant d'obtenir la plus faible incertitude sur le calcul de consommation.

Les niveaux de précision requis pour l'évaluation des quantités de combustible consommés sont donnés dans le tableau 3 au paragraphe 4.1 de la présente annexe. Ils dépendent du montant annuel de quotas affectés à l'installation selon l'arrêté du 25 février 2005 susvisé.

2.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Pour la détermination des PCI, l'exploitant devra utiliser l'une des démarches suivantes en fonction du niveau de précision requis pour son installation (cf. paragraphe 4.2) :

- l'utilisation des PCI nationaux (2) (tableau 1) ;
- la mesure du PCI de chaque lot de combustibles de l'installation par l'exploitant, le laboratoire sous contrat ou le fournisseur de combustible. Cette mesure doit être réalisée conformément aux dispositions du paragraphe 5.

2.3. Facteurs d'émission (FE)

Pour la détermination des FE, l'exploitant devra utiliser l'une des démarches suivantes en fonction du niveau de précision requis pour son installation (cf. paragraphe 4.2) :

- l'utilisation des FE nationaux (3) (tableau 1) ;
- la détermination du facteur d'émission pour chaque lot de combustible à partir d'un indicateur (densité des combustibles liquides ou gazeux utilisés dans l'industrie du raffinage ou la sidérurgie, le PCI de certains types de charbon) et d'une relation empirique déterminée par un laboratoire externe, conformément aux dispositions du paragraphe 5 ;

- la détermination du facteur d'émission de chaque lot de combustibles de l'installation par l'exploitant, le laboratoire sous contrat ou le fournisseur de combustible, conformément aux dispositions du paragraphe 5.

La détermination des facteurs d'émission se base sur la teneur en carbone du combustible considéré selon la formule suivante :

$$FE (t_{CO_2}/t \text{ ou } m^3 \text{ ou } kW.h_{PCS}) = C \times 3,664$$

C : teneur en carbone du combustible (en t de carbone par t ou m³ de combustible ou kW.h PCS pour le gaz naturel)

Toutefois, si le combustible considéré est comptabilisé via son contenu énergétique, il convient de tenir compte du PCI selon la formule suivante :

$$FE (t_{CO_2}/TJ) = \frac{C \times 3,664}{PCI}$$

C : teneur en carbone du combustible (t de carbone/t ou m³ de combustible)

PCI : pouvoir calorifique inférieur du combustible (TJ/t ou m³)

Pour le gaz brûlé à la torche, un facteur d'émission de référence de 0,00785 t_{co2}/m³ est utilisé. Dans le cas où un plus grand niveau de précision est requis, le facteur d'émission (t_{co2}/m³ gaz brûlé) est déterminé conformément aux dispositions du paragraphe 5.

(2) Les PCI nationaux sont ceux indiqués par la France dans son dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

(3) Les FE nationaux sont ceux indiqués par la France dans son dernier inventaire national remis au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Tableau 1

Pouvoirs calorifiques inférieurs et facteurs d'émission nationaux par défaut

(Les PCI et FE s'appliquent aux combustibles quels que soient leur humidité, leur teneur en cendres et leur taux de soufre)

Code combustible	Désignation	PCI (TJ/t) sur brut	FE
COMBUSTIBLES SOLIDES (hors biomasse)			
101	Charbon à coke (PCS sur pur>23865 kJ/kg)	26.10 ⁻³	95 (tCO ₂ /TJ) 2,47 (tCO ₂ /t charbon)
102	Charbon à vapeur (PCS sur pur>23865 kJ/kg)	26.10 ⁻³	95 (tCO ₂ /TJ) 2,47 (tCO ₂ /t charbon)
103	Charbon sous-bitumineux (17435 kJ/kg <PCS sur pur<23865 kJ/kg)	20.10 ⁻³	96 (tCO ₂ /TJ) 1,92 (tCO ₂ /t charbon)
104	Agglomérés de houille	32.10 ⁻³	95 (tCO ₂ /TJ) 3,04 (tCO ₂ /t agglomérés)
105	Lignite (PCS<17435 kJ/kg)	17.10 ⁻³	100 (tCO ₂ /TJ) 1,70 (tCO ₂ /t lignite)
106	Briquettes de lignite	17.10 ⁻³	98 (tCO ₂ /TJ) 1,67 (tCO ₂ /t briquettes)
107	Coke de houille	28.10 ⁻³	107 (tCO ₂ /TJ) 3,00 (tCO ₂ /t coke de houille)
108	Coke de lignite	17.10 ⁻³	108 (tCO ₂ /TJ) 1,84 (tCO ₂ /t coke de lignite)
110	Coke de pétrole	32.10 ⁻³	96 (tCO ₂ /TJ) 3,07 (tCO ₂ /t coke de pétrole)
113	Tourbe	11,6.10 ⁻³	110 (tCO ₂ /TJ) 1,28 (tCO ₂ /t tourbe)
114	Ordures ménagères	8,8.10 ⁻³	96 ^(b) (tCO ₂ /TJ) 0,845 ^(b) (tCO ₂ /t OM)
121A	Pneumatiques	26.10 ⁻³	85 (t CO ₂ /TJ) 2,21 (t CO ₂ /t pneumatiques)
121B	Plastiques	23.10 ⁻³	75 (tCO ₂ /TJ) 1,73 (tCO ₂ /t plastiques)
COMBUSTIBLES LIQUIDES (hors biomasse)			
201	Pétrole brut	42.10 ⁻³	73 (tCO ₂ /TJ) (3,07 tCO ₂ /t pétrole brut)
203	Fioul lourd commercial	40.10 ⁻³	78 (tCO ₂ /TJ) (3,06 tCO ₂ /m ³ fioul) (3,12 tCO ₂ /t fioul)
204	Fioul domestique	42.10 ⁻³	75 (tCO ₂ /TJ) (2,66 tCO ₂ /m ³ fioul) (3,15 tCO ₂ /t fioul)
210	Naphta	45.10 ⁻³	73 (tCO ₂ /TJ) (3,07 tCO ₂ /t naphta)
211	Huile de schiste bitumineux	36.10 ⁻³	73 (tCO ₂ /TJ) (2,63 tCO ₂ /t huile de schiste bitumineux)
2140	Solvants usagés	Spécifique	Spécifique
217	Produits d'alimentation des raffineries	Spécifique	Spécifique
218	Autres déchets liquides	Spécifique	Spécifique
219	Lubrifiants	40,2.10 ⁻³	73 (tCO ₂ /TJ) (2,93 tCO ₂ /t lubrifiant)
220	White spirit	41,9.10 ⁻³	Spécifique
222	Bitumes	40,2.10 ⁻³	81 (tCO ₂ /TJ) (3,26 tCO ₂ /t bitume)
224A	Combustible haute viscosité (CHV)	39,2.10 ⁻³	80 (tCO ₂ /TJ) (3,14 tCO ₂ /t CHV)
2240	Autres produits pétroliers	40,2.10 ⁻³	73 (tCO ₂ /TJ) (2,93 tCO ₂ /t produits pétroliers)
225	Autres combustibles liquides	Spécifique	Spécifique

COMBUSTIBLES GAZEUX (hors biomasse)			
301	Gaz naturel	49,6 .10 ⁻³ (type H) 38,2.10 ⁻³ (type B)	57 ^(a) (tCO ₂ /TJ) (185 kg CO ₂ /MWh PCS)
302	Gaz naturel liquéfié	49,6.10 ⁻³	57 (tCO ₂ /TJ)
303	Gaz de pétrole liquéfié	46.10 ⁻³	64 (tCO ₂ /TJ)
307	Gaz industriel	Spécifique	Spécifique
308	Gaz de raffinerie	Spécifique	Spécifique
310	Gaz de décharge	Spécifique	Spécifique
311	Gaz d'usine à gaz	Spécifique	52 (tCO ₂ /TJ)
312	Gaz d'aciérie	6,9.10 ⁻³	183 (tCO ₂ /TJ)
314	Autres combustibles gazeux	Spécifique	Spécifique
BIOMASSE			
	Plantes et parties de plantes : Paille, foin, herbe, feuilles, bois, racines, souches, écorces, cultures,...		0 ^(b)
	Déchets, produits et sous-produits issus de la biomasse : Déchets de bois industriel, bois usagé, produits et sous-produits des opérations de traitement du bois, déchets et sous-produits provenant de l'industrie de la pâte et du papier (par ex. liqueur noire), résidus forestiers, nourriture pour animaux, denrées alimentaires, graisses, huiles, suif, farines animales, résidus primaires issus de la production d'aliments et de boissons, lisier, résidus de plantes agricoles, boues d'épuration, biogaz, boues portuaires et autres boues et sédiments provenant de masse d'eau, gaz de décharge		0 ^(b)
	Combustibles dont les composants et produits intermédiaires proviennent de la biomasse : Bioéthanol, Biodiesel, bioéthanol estérifié, biométhanol, biodiméthyléther, bio-huile (mazout produit par pyrolyse), biogaz		0 ^(b)
	Fraction de la biomasse provenant de matières mixtes : Epaves flottantes issues de la gestion de masse d'eau, résidus mixtes issus de la production d'aliments et de boissons, matériaux composites contenant bois, déchets textiles, papier, carton, carton contrecollé, déchets municipaux et industriels, résidus issus du traitement des déchets ménagers et industriels		0 ^(b)

(a) Le facteur d'émission de CO₂ rapporté à l'énergie est identique pour les deux types de gaz.

(b) La biomasse est considérée comme ayant un bilan CO₂ neutre au titre de la mise en œuvre du PNAQ. Un facteur d'émission égal à 0 lui est appliqué. Les fractions fossiles des matières énumérées ci-dessus ne sont pas considérées comme de la biomasse.

Un facteur d'émission pondéré sera appliqué pour les combustibles ou les matières contenant du carbone fossile et du carbone de la biomasse, qui sera calculé en fonction de la part de carbone fossile dans la teneur en carbone totale du combustible. Ce calcul devra être transparent et documenté conformément aux dispositions du paragraphe 5.2.

2.4. Facteur d'oxydation (FO)

Dans le cas de l'utilisation des facteurs d'émission nationaux (tableau 1), le facteur d'oxydation sera pris égal à 1, en effet, celui-ci est déjà inclus dans ces facteurs d'émission.

Dans le cas de l'utilisation de facteurs d'émission déterminés par l'exploitant, on admet une valeur d'oxydation de référence de 0,990 (correspondant à une conversion du carbone en CO₂ à 99 %) pour tous les combustibles solides, et de 0,995 pour tous les autres combustibles.

Dans le cas des combustibles solides pour lesquels un niveau de précision supérieur est requis, l'exploitant détermine des facteurs spécifiques en se fondant sur la teneur en carbone des cendres, des effluents, d'autres rejets et sous-produits et d'autres émissions de carbone non totalement oxydé, conformément aux dispositions du paragraphe 5.

3. Calcul des émissions de CO₂ des procédés d'épuration

Les émissions de CO₂ dues à l'emploi de carbonate pour désulfurer les effluents gazeux sont calculées soit à partir du carbonate acheté soit à partir du gypse produit. Ces deux méthodes de calcul sont équivalentes.

Le calcul est effectué comme suit :

$$\text{Emissions de CO}_2 \text{ (tco}_2\text{)} = DA \times FE \times FC$$

[A]

DA : Données d'activités pour le procédé d'épuration

FE : Facteur d'émission pour le procédé d'épuration

FC : Facteur de conversion

Il convient d'utiliser un facteur de conversion (FC) lorsque le facteur d'émission ne reflète pas la proportion de carbone oxydée. Par défaut, il sera pris égal à 1.

L'élaboration de facteurs de conversion spécifiques devra être faite conformément aux dispositions du paragraphe 5.

3.1. Méthode basée sur la quantité de carbonates employée

La quantité de CO₂ émise au cours du procédé d'épuration est calculée selon la formule [A] où :

- la donnée d'activité correspond à la quantité de carbonate sec (exprimée en tonnes) consommée par an par le procédé d'épuration. Cette quantité est mesurée par l'exploitant ou le fournisseur avec une incertitude maximale de $\pm 7,5 \%$;
- le facteur d'émission correspond à l'application des rapports stœchiométriques de conversion des carbonates $[t_{\text{co}_2}/t_{\text{carbonate sec}}]$ indiqués dans le tableau 2 ci-après. La valeur peut être ajustée en fonction de la teneur en humidité du carbonate employé et des gangues.

Tableau 2

Carbonate	Facteur d'émission (t _{CO2} /t)	Remarques
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
en général X _y (CO ₃) _z	$\frac{[M_{\text{CO}_2}]}{Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_{\text{CO}_3^{2-}}]}$	<p>X = métaux alcalino-terreux ou alcalins</p> <p>M_x = poids moléculaire de X (g/mol)</p> <p>M_{CO2} = poids moléculaire de CO₂ (44 g/mol)</p> <p>M_{CO3²⁻} = poids moléculaire de CO_{3²⁻} (60 g/mol)</p> <p>Y = nombre stœchiométrique de X</p> <p style="padding-left: 20px;">= 1 pour les alcalino-terreux</p> <p style="padding-left: 20px;">= 2 pour les métaux alcalins</p> <p>Z = nombre stœchiométrique de CO_{3²⁻} = 1</p>

3.2. Méthode basée sur la quantité de gypse produite

La quantité de CO₂ émise au cours du procédé d'épuration est calculée selon la formule [A], où :

- la donnée d'activité correspond à la quantité de gypse sec (exprimée en tonnes) produit par an par le procédé d'épuration. Cette quantité est mesurée par l'exploitant ou le fournisseur avec une incertitude maximale de $\pm 7,5\%$;
- le facteur d'émission correspond à l'application du rapport stœchiométrique du gypse déshydraté (CaSO₄, 2H₂O) et du CO₂ dans le procédé, soit $FE = 0,2558 \text{ t}_{\text{co}_2}/\text{t}_{\text{gypse}}$.

4. Niveaux d'incertitude

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

4.1. Données d'activité

Tableau 3

Exigences pour la détermination des données d'activité

Source		Niveaux de méthode ⁴ et exigences d'incertitudes selon le montant annuel de quotas affecté		
Combustion / Epuration	Données d'activité	≤ 50 kt CO ₂	≤ 500 kt CO ₂	> 500 kt CO ₂
Combustibles liquides ou gazeux sans stockage intermédiaire	Quantité consommée	Niveau 2a	Niveau 3a	Niveau 4a
		5 %	2,5 %	1,5 %
Combustibles liquides ou gazeux avec stockage intermédiaire (méthode du bilan matière)	Quantité entrée approvisionnée (en stock)	Niveau 2b	Niveau 3b	Niveau 4b
		4,5 %	2 %	1 %
Combustibles solides sans stockage intermédiaire	Quantité consommée	Niveau 1	Niveau 2a	Niveau 3a
		7,5 %	5 %	2,5 %
Combustibles solides avec stockage intermédiaire (méthode du bilan matière)	Quantité entrée en stock	Non précisé	Niveau 2b	Niveau 3b
			4,5 %	2 %
Gaz torchés	Quantité de gaz torché obtenue par une mesure volumétrique	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 3
		7,5 %	2,5 %	2,5 %
Epuration effluent – basée sur consommation carbonates	Quantité de carbonates secs consommée	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		7,5 %	7,5 %	7,5 %
Epuration effluent – basée sur quantité de gypse produite	Quantité de gypse sec produite	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		7,5 %	7,5 %	7,5 %

(4) Les numérotations des niveaux sont issues de la décision de la Commission du 29 janvier 2004.

Par dérogation aux règles fixées ci-dessus, pour la période 2005-2007, les torches utilisées dans les installations de stockage de gaz appliquent une méthode d'évaluation de la quantité et de la qualité des gaz brûlés à la torche fondée sur mesures déjà effectuées par l'exploitant.

4.2. Pouvoirs calorifiques inférieurs, facteurs d'émission, d'oxydation et de conversion

Tableau 4

Exigences pour la détermination des PCI, des FE, des FO et des FC

Source		Niveaux de méthode ⁵ et exigences d'incertitudes selon le montant annuel de quotas affecté		
Combustion/épuration	Données d'activité	≤ 50 kt CO ₂	≤ 500 kt CO ₂	> 500 kt CO ₂
Combustibles liquides ou gazeux	PCI	Niveau 2	Niveau 2	Niveau 3
		Tableau 1	Tableau 1	Mesuré
	FE	Niveau 2a/2b	Niveau 2a/2b	Niveau 3
		Tableau 1 / déterminé à partir d'un indicateur	Tableau 1 / déterminé à partir d'un indicateur	Mesuré
	FO	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		1 si FE du tableau 1 sinon 0,995	1 si FE du tableau 1 sinon 0,995	1 si FE du tableau 1 sinon 0,995
Combustibles solides	PCI	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 3
		Tableau 1	Mesuré	Mesuré
	FE	Niveau 2a/2b	Niveau 3	Niveau 3
		Tableau 1 / déterminé à partir d'un indicateur	Mesuré	Mesuré
	FO	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 2
		1 si FE du tableau 1 ou 0,99	1 si FE du tableau 1 ou 0,99	Mesuré ⁶
Gaz torchés	FE (t _{CO2} /m ³ _{gaz brûlé})	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 2
		0,00785	Déterminé à partir teneur en C du gaz	Déterminé à partir teneur en C du gaz
	FO	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		0,995	0,995	0,995
Epuration effluent – basée sur consommation carbonates	FE	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		Rapports stœchiométriques de conversion des carbonates	Rapports stœchiométriques de conversion des carbonates	Rapports stœchiométriques de conversion des carbonates
	FC	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		1	1	1
Epuration effluent – basée sur quantité de gypse produite	FE (t _{CO2} /t _{gypse})	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		0,2558	0,2558	0,2558
	FC	Niveau 1	Niveau 1	Niveau 1
		1	1	1

Nota. – Pour l'ensemble du tableau, la mention « mesuré » implique une mesure réalisée conformément aux dispositions du paragraphe 5.

(5) Les numérotations des niveaux sont issues de la décision de la Commission du 29 janvier 2004.

(6) L'utilisation d'un facteur par défaut reste possible sous réserve que celle-ci soit clairement mentionnée et justifiée dans le plan de surveillance de l'installation. Le préfet apprécie l'impossibilité technique de cette utilisation.

4.3. Incertitudes types relevées pour divers équipements de mesure

Afin de choisir les niveaux appropriés pour les données d'activité, le tableau 5 ci-après indique un certain nombre d'incertitudes types concernant différents équipements de mesure utilisés pour déterminer les flux massiques de combustibles, les flux de matières, les matières entrantes ou la production. Ce tableau peut servir à informer les autorités compétentes et les exploitants sur la manière d'appliquer les niveaux appropriés en ce qui concerne les données d'activité.

Tableau 5

Tableau indicatif sur les incertitudes types relevées pour divers équipements de mesure dans des conditions d'exploitation stables (source : décision 2004/156/CE du 29 janvier 2004)

Équipement de mesure	Milieu	Champ d'application	Intervalle de l'incertitude type
Débitmètre à diaphragme	Gaz	Gaz divers	± 1-3 %
Débitmètre Venturi	Gaz	Gaz divers	± 1-3 %
Débitmètre ultrasonique	Gaz	Gaz naturel/gaz divers	± 0,5-1,5 %
Compteur à pistons rotatifs	Gaz	Gaz naturel/gaz divers	± 1-3 %
Compteur à turbine	Gaz	Gaz naturel/gaz divers	± 1-3 %
Débitmètre ultrasonique	Liquide	Combustibles liquides	± 1-2 %
Compteur à induction magnétique	Liquide	Fluides conducteurs	± 0,5-2 %
Compteur à turbine	Liquide	Combustibles liquides	± 0,5-2 %
Pont-bascule pour camion	Solide	Matières premières diverses	± 2-7 %
Bascule pour matériel ferroviaire (trains en mouvement)	Solide	Charbon	± 1-3 %
Bascule pour wagon	Solide	Charbon	± 0,5-1,0 %
Bateaux fluviaux (déplacement d'eau)	Solide	Charbon	± 0,5-1,0 %
Navires de haute mer (déplacement d'eau)	Solide	Charbon	± 0,5-1,0 %
Bascule intégratrice sur bande	Solide	Matières premières diverses	± 1-4 %

5. Détermination des données relatives à la composition

5.1. Généralités

Les procédures utilisées pour échantillonner les paramètres (PCI, FE,...) nécessaires au calcul des émissions doivent se fonder sur les normes CEN correspondantes (par exemple : fréquence d'échantillonnage, procédures d'échantillonnage, détermination du pouvoir calorifique supérieur et inférieur, teneur en carbone des différents types de combustibles), dès que celles-ci sont disponibles. Les normes ISO ou les normes nationales s'appliquent en l'absence de normes CEN ou équivalent. En l'absence de normes applicables, les procédures sont, si possible, effectuées conformément aux projets de normes ou aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

La détermination des paramètres doit respecter les pratiques généralement acceptées pour un échantillonnage représentatif pour que le niveau de précision requis soit atteint.

L'exploitant doit fournir la preuve que les paramètres sont représentatifs et exempts de biais.

Les laboratoires chargés de déterminer les différents paramètres relatifs à la composition des combustibles doivent être accrédités conformément à la norme EN ISO 17025 (« Prescriptions générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais »).

La possibilité d'un recours à des laboratoires non accrédités EN ISO 17025 est admise uniquement pour la première période d'échange des quotas (2005-2007) sous réserve que les exploitants fassent réaliser des contrôles, par un laboratoire extérieur, de la fiabilité de la méthode utilisée en interne.

Le contrôle des laboratoires par un organisme extérieur devra être effectué au moins deux fois par an.

Les chromatographes contrôlés conformément à l'arrêté du 11 juillet 2003 fixant certaines des modalités du contrôle métrologique des ensembles de conversion de volume de gaz et des voludéprimomètres sont réputés avoir la précision requise.

La procédure permettant de déterminer les paramètres, y compris la procédure d'échantillonnage d'un type de combustible particulier, doivent être indiqués dans le plan de surveillance.

Un paramètre ne doit être utilisé que pour le lot de combustibles pour lequel il est représentatif.

La documentation complète concernant les procédures utilisées par l'organisme pour déterminer les paramètres, ainsi que les résultats complets, doivent être conservés et mis à la disposition du vérificateur de la déclaration d'émissions.

5.2. Détermination de la fraction de la biomasse

Le terme « fraction de la biomasse » correspond au pourcentage massique en carbone issu de la biomasse par rapport à la teneur en carbone totale d'un mélange combustible.

Les méthodes appliquées pour déterminer la fraction de la biomasse dans un combustible vont du tri manuel des composants constituant les matières mixtes à l'application de méthodes différentielles pour déterminer les pouvoirs calorifiques d'un mélange binaire et de ses deux composants purs, à l'analyse isotopique (carbone 14), selon la nature du mélange combustible concerné. L'exploitant pourra également avoir recours aux bilans matières provenant des producteurs de combustibles mixtes lorsque la traçabilité est assurée.

Si la détermination de la fraction de la biomasse dans un mélange combustible n'est techniquement pas possible ou risque d'entraîner des coûts déraisonnablement élevés, l'exploitant peut supposer que le combustible contient 0 % de biomasse (c'est-à-dire que la totalité du carbone contenu dans le combustible est considéré exclusivement d'origine fossile) ou soumettre une méthode d'estimation à l'approbation de l'autorité compétente.

6. Calcul des émissions par défaut

Le calcul par défaut sera basé sur la puissance installée de l'installation de combustion. Si l'arrêté d'exploitation précise le combustible utilisé, l'administration pourra utiliser la formule spécifique au combustible mentionné.

En cas d'utilisation de plusieurs combustibles, la formule correspondant au combustible le plus majorant parmi les combustibles consommés sera utilisée. En cas d'absence de précision sur le combustible utilisé, la formule correspondant au calcul des émissions pour une installation au charbon (cas le plus pénalisant pour l'exploitant) sera utilisée.

Dans les formules suivantes, $P_{\text{installée}}$ correspond à la puissance thermique nominale de l'installation exprimée en MW :

Installation fonctionnant au charbon :

$$\text{Emissions (t}_{\text{CO}_2}\text{/an)} = 2\,736 \times P_{\text{installée}}$$

Installation fonctionnant au fioul lourd :

$$\text{Emissions (t}_{\text{CO}_2}\text{/an)} = 2\,246 \times P_{\text{installée}}$$

Installation fonctionnant au fioul domestique :

$$\text{Emissions (t}_{\text{CO}_2}\text{/an)} = 2\,160 \times P_{\text{installée}}$$

Installation fonctionnant au gaz naturel :

$$\text{Emissions (t}_{\text{CO}_2}\text{/an)} = 1\,642 \times P_{\text{installée}}$$

ANNEXE IV

RAFFINERIES DE PÉTROLE

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des raffineries de pétrole mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 précité.

1. Identification des sources

La surveillance des émissions d'une installation englobe toutes les émissions dues aux installations de combustion et de procédés mises en œuvre dans les raffineries et couvertes par l'arrêté préfectoral d'exploitation.

Les sources d'émission de l'installation seront classées par type d'unités et par nature d'émission selon le modèle du tableau 1. La liste présentée n'est pas exhaustive.

Tableau 1*Inventaire des émissions*

SOURCES		COMBUSTION			PROCEDE			
		gaz auto-consommé	gaz importé	combustibles liquides	coke		CO ₂ chimique	effluents gazeux
					en continu	occasionnel		
Chaudières		●	●	●				
Fours		●	●	●				
Incinérateurs		●	●					●
Torchères		●	●					●
FCC					●			
Reformeur continu					●			
Régénération des catalyseurs	Reformeurs					●		
	Hydrotraitement					●		
	Hydrocraquage					●		
Unité H ₂		●	●				●	
Unité de cokéfaction							●	
Traitement des gaz	Unité soufre							●
	Condenseur amine							●
	Oxydation de l'asphalte							●
Moteurs à combustion interne		●	●	●				

2. Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

Le calcul des émissions liées à la combustion s'effectuera par type de combustible de qualité identique. Le comptage pourra s'effectuer par source ou par regroupement de sources si l'exploitant peut démontrer que cette approche lui permet d'obtenir des résultats plus précis.

3. Calcul des émissions de procédé

La méthode de calcul pour l'ensemble des procédés repose sur la formule suivante :

$$E(t_{CO_2}) = DA \times FE \times FC$$

[B]

E : Emissions du procédé (exprimées en t_{CO2})
 DA : Données d'activités pour le procédé
 FE : Facteur d'émission pour le procédé
 FC : Facteur de conversion

3.1. Régénération des catalyseurs de craquage et autres procédés de régénération catalytique

Les émissions liées à ce procédé proviennent de la combustion du coke déposé sur le catalyseur à la suite du procédé de craquage.

La quantité de CO₂ émise au cours du procédé est calculée selon la formule [B], où :

- la donnée d'activité correspond à la quantité de coke brûlé exprimée en tonnes (t). Cette quantité est calculée soit à partir d'un bilan chaleur/matière relevé lors du craquage catalytique, soit à partir d'analyses de composition des flux d'air entrant et sortant. L'exploitant privilégiera, parmi ces deux méthodes, celle qui permet d'atteindre la plus grande précision ;
- le facteur d'émission du coke est obtenu en multipliant la teneur massique en carbone du coke par 3,664.

3.2. Unité de cokéfaction

Les émissions liées à ce procédé proviennent de la carbonisation et du craquage de résidus pétroliers produisant entre autres du coke de pétrole.

La quantité de CO₂ émise au cours du procédé est calculée selon la formule [B], où :

- la donnée d'activité correspond à la quantité de coke produit par le procédé exprimée en tonnes ;
- le facteur d'émission est calculé à partir de la teneur en CO₂ des effluents gazeux.

3.3. Production d'hydrogène

Les émissions liées à ce procédé proviennent du reformage d'un gaz hydrocarboné visant à produire un gaz riche en H₂.

La quantité de CO₂ émise au cours du procédé est calculée selon la formule [B] où :

- la donnée d'activité correspond à la quantité de gaz de charge traité exprimée en tonnes ou mètres cubes ;
- le facteur d'émission est obtenu en multipliant la teneur en carbone du gaz de charge (en t_{CO2}/t ou t_{CO2}/m³) par 3,664.

4. Niveaux d'incertitude et origine des données

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

4.1. Données d'activités

Tableau 2

Exigences pour la détermination des données d'activité

Sources	Données	Niveaux de méthode ⁷ et exigences d'incertitudes selon le montant de quotas annuel affecté	
		< 500 kt CO ₂	> 500 kt CO ₂
Combustion			
Combustibles liquides ou gazeux autoconsommés sans stockage intermédiaire ou gaz naturel	Quantité consommée	Niveau 3a	Niveau 4a
		2,5 %	1,5 %
Combustibles liquides avec stockage intermédiaire (méthode du bilan matière)	Quantité entrée en stock	Niveau 3b	Niveau 4b
		2 %	1 %
Torchère ⁸	Quantité de gaz torché obtenue par une mesure volumétrique		
		2,5 % ou 7,5 %	2,5 % ou 7,5 %
Procédé			
Craquage catalytique	Quantité de coke brûlé estimée soit à partir d'un bilan chaleur/matières relevé lors du craquage catalytique, soit à partir d'analyses de composition des flux d'air entrant et sortant	Aucune exigence d'incertitude requise	
Unité de cokéfaction	Quantité de coke produit estimée par pesée	Niveau 2	Niveau 2
		2,5 %	2,5 %
Production d'H ₂	Quantité de gaz de charge traité estimée par volumétrie	Niveau 2	Niveau 2
		2,5 %	2,5 %

(7) Les numérotations des niveaux sont issues de la décision de la Commission du 29 janvier 2004.

(8) Gaz pilote : le gaz des pilotes est généralement comptabilisé dans la consommation globale de gaz.

Gaz de raffinerie :

- si la contribution des torches aux émissions globales est supérieure à 5 %, le niveau d'incertitude s'appliquant aux consommations est de 2,5 % ;
- si la contribution des torches aux émissions globales est inférieure à 5 %, le niveau d'incertitude s'appliquant aux consommations est de 7,5 %.

4.2. Facteurs d'émission

Tableau 3

Exigences pour la détermination des facteurs d'émission

	Exigences d'incertitudes selon le montant annuel de quotas affectés	
	< 500 kt CO ₂	> 500 kt CO ₂
Combustion		
Gaz	Utilisation des facteurs standards nationaux pour les facteurs d'émission (kg _c / GJ) et les PCI ou	Analyses de la teneur en carbone et du PCI réalisées conformément aux dispositions du §5
Combustible liquide	Utilisation de méthode d'estimation reconnue par l'industrie pétrolière (Abaque)	
Torchère	Analyses de la teneur en carbone réalisées conformément aux dispositions du §5	
Procédé		
Craquage catalytique	Analyse de la teneur massique en carbone du coke réalisée conformément aux dispositions du §5	
Unité de cokéfaction	Analyse de la teneur en CO ₂ des effluents gazeux réalisée conformément aux dispositions du §5	
Production d'H ₂	Analyse de la teneur en carbone des gaz de charge réalisée conformément aux dispositions du §5	

4.3. Facteurs de conversion

Le facteur de conversion sera pris égal à 1.

L'élaboration de facteurs de conversion spécifiques devra être faite conformément aux dispositions du paragraphe 5 de l'annexe III.

5. Détermination des données relatives à la composition

Les dispositions du paragraphe 5 de l'annexe III s'appliquent aux installations couvertes par la présente annexe.

6. Calcul des émissions par défaut

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des raffineries est :

$$\text{Emissions (t}_{\text{CO}_2}/\text{an)} = \text{capacité de traitement de la raffinerie (t}_{\text{BRUT}}/\text{an)} \times 0,23$$

La capacité de traitement est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

ANNEXE V

COKERIES. – PRODUCTION ET TRANSFORMATION
DES MÉTAUX FERREUX

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des cokeries, des installations de grillage ou de frittage de minerai métallique et des installations de production de fonte et d'acier mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 précité.

1. Identification des sources

Les installations sidérurgiques visées par le présent règlement sont :

- les cokeries ;
- les installations de grillage et de frittage de minerai métallique ;
- et les unités de production de fonte et d'acier.

Dans les installations sidérurgiques, les émissions de CO₂ proviennent notamment des sources suivantes :

- matières premières (coke, charbon, carbonates, fonte...) ;
- combustibles (gaz naturel, coke, gaz de haut fourneau...) ;
- agents réducteurs (coke, charbon...) ;
- consommation d'électrodes de graphite.

2. Méthodes de calcul

Deux méthodes de quantification peuvent être appliquées par l'exploitant : le bilan matières ou le calcul différencié par source.

Dans le cas de complexe intégré, l'exploitant pourra appliquer l'une ou l'autre de ces deux méthodes sur tout ou partie de ces sources. Dans le cas où l'exploitant choisirait la méthode du bilan matières, le détail des émissions par source ne sera pas exigé.

2.1. Méthode du bilan matières

Le bilan matières consiste à analyser le carbone total contenu dans les flux d'intrants, dans les flux d'extrants et dans les stocks et à évaluer les émissions de CO₂ de l'installation au moyen de l'équation suivante :

$$E(t_{CO_2}) = \left\{ \left[\sum_{\text{intrants } i} (DA_i \times TeC_i) \right] - \left[\sum_{\text{extrants } j} (DA_j \times TeC_j) \right] - \left[\sum_{\text{stocks}} (\Delta stock_k \times TeC_k) \right] \right\} \times 3,664$$

E : émissions de CO₂ de l'installation
 intrant_i : quantité de produits carbonés i entrant dans les limites du bilan matières,
 extrant_j : quantité de produits carbonés j sortant des limites du bilan matières,
 Δstock_k : variation des stocks du produit carboné k (stock au 31/12/N – stock 31/12/N-1),
 DA_x : donnée d'activité correspondant à une quantité de produit carboné x (exprimée en tonne ou en m³),
 TeC_x : teneur en carbone du produit carboné x (exprimée en t_C/tonne ou en t_C/m³).

Lorsqu'il calcule le bilan matières, l'exploitant doit respecter les dispositions du paragraphe 4 pour tout ce qui concerne l'échantillonnage représentatif des combustibles, des produits et sous-produits et l'estimation de leur teneur en carbone et de l'humidité.

La comptabilité des matières et combustibles solides (charbon, coke...) sera corrigée de l'humidité.

L'exploitant déclarera également le contenu énergétique des différents flux de matière et de combustible.

L'acier contient des quantités de carbone qui sont extrêmement faibles. Le carbone contenu dans les aciers entrant et sortant n'a pas à être pris en compte dans le bilan carbone.

Les teneurs en carbone associées aux charbons seront déterminées selon les principes ci-dessous :

- si les tas de charbons sont homogènes et correspondent aux chargements de bateaux identifiés, la teneur en carbone associée est celle des analyses effectuées sur le chargement ;
- si les tas de charbons ne sont pas homogènes (c'est-à-dire correspondent au stockage indifférencié de différentes livraisons de charbon), un coefficient moyen pondéré de teneur en carbone peut être retenu sur la base des analyses et des tonnages des chargements. Ce calcul peut être appliqué si l'exploitant réalise une analyse de la teneur en carbone des stocks annuellement pour s'assurer de la cohérence du coefficient moyen pondéré, et qu'il applique cette méthode dans le cas de combustibles de qualité stable, la variabilité de cette qualité devant être documentée.

Les informations communiquées par les fournisseurs d'énergie dans le cadre de transactions commerciales sont réputées avoir la précision requise.

2.2. Méthode de calcul différencié par source

2.2.1. Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

2.2.2. Calcul des émissions de procédé

2.2.2.1. Cokeries

Les émissions de procédé des cokeries sont dues à la transformation du charbon en coke et en gaz de cokerie. Le calcul de ces émissions se base sur un bilan matière établi selon la formule suivante :

$$Emissions\ procédé\ CO_2(t_{CO_2}) = \left[\sum_{intrants\ i} (DA_i \times FE_i) \right] - \left[\sum_{extrants\ j} (DA_j \times FE_j) \right]$$

[C]

intrant_i : charbon, poussier de coke, coke de pétrole, huiles de pétrole, gaz de haut fourneau, gaz de cokerie et autres compris en tant que matière première,

extrant_j : coke, goudrons, huiles légères, gaz de cokerie et autres compris en tant que produit ou sous-produit,

DA_x : donnée d'activité correspondant à une quantité, de l'intrant ou de l'extrant, exprimée en tonnes, en m³ ou en GJ,

FE_x : facteur d'émission de l'intrant ou de l'extrant correspondant (exprimé en t_{CO2}/t, en t_{CO2}/m³ ou en t_{CO2}/GJ).

La comptabilité des matières et combustibles solides (charbon, coke...) sera corrigée de l'humidité.

2.2.2.2. Production de fonte et d'acier

Les émissions de procédé des unités de production de fonte et d'acier (haut fourneau, convertisseur) sont dues à la réduction d'agents carbonés (coke ou autres additifs). Les émissions de procédé des aciéries électriques proviennent de la consommation des électrodes graphites, des additifs carbonés et des agents réducteurs. Le calcul de ces émissions se base sur un bilan matière établi selon la formule [C], avec :

intrant_i : agents réducteurs (coke ou autres agents réducteurs carbonés),
 extrant_j : gaz de haut fourneau, gaz de convertisseur, fonte
 DA_x : donnée d'activité correspondant à une quantité exprimée en tonnes, en m³ ou en GJ,
 FE_x : facteur d'émission de l'intrant ou de l'extrant correspondant (exprimé en t_{CO2}/t, en t_{CO2}/m³ ou en t_{CO2}/GJ).

La comptabilité des matières et combustibles solides (charbon, coke...) se fera en tonnes sèches.

Dans le cas des aciéries électriques, les émissions des installations de traitement thermique et de mise et maintien en température relèvent des émissions de combustion.

2.2.2.3. Grillage et frittage de minerai métallique

Les émissions de procédé des unités de grillage et frittage de minerai métallique sont dues à la calcination de matière carbonée (essentiellement des carbonates et combustibles). Le calcul de ces émissions se base sur la formule suivante :

$$Emissions\ procédé\ CO_2(t_{CO_2}) = \sum_{intrant\ i} (DA_i \times FE_i)$$

intrant_i : essentiellement des carbonates (CaCO₃ et MgCO₃) et combustibles,

DA_x : donnée d'activité correspondant à une quantité de l'intrant exprimée en tonnes sèches,

FE_x : facteur d'émission de l'intrant (exprimé en t_{CO2}/t).

Pour les carbonates, il est nécessaire d'appliquer aux quantités de matières premières pesées la teneur en humidité et le taux de pureté.

3. Niveaux d'incertitude et origine des données

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

3.1. *Données d'activité*

3.1.1. Méthode du bilan matières

Tableau 1*Exigences pour la détermination des données d'activité*

Montant annuel de quotas affectés	Exigences	Exemple de données sources
Cokerie		
Tous montants	L'estimation des flux de matières et de combustibles est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 2,5 \%$	Factures, pesées, analyses de l'humidité
Production de fonte et d'acier		
$\leq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de matières et de combustibles est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 5 \%$ ⁹	Factures, pesées, analyses de l'humidité
$\geq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de matières et de combustibles est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 2,5 \%$	Factures, pesées, analyses de l'humidité
Grillage et frittage de minerai métallique		
$\leq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de matières et de combustibles est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 5 \%$ ¹⁰	Factures, pesées, analyses de l'humidité
$\geq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de matières et de combustibles est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 2,5 \%$	Factures, pesées, analyses de l'humidité

(9) Niveau d'incertitude applicable aux flux d'une sous-catégorie de combustibles et de matières. Les autres flux sont estimés avec une incertitude maximale tolérée de 2,5 %.

(10) *Id.*

3.1.2. Méthode de calcul différencié par sources

Tableau 2*Exigences pour la détermination des données d'activité*

Montant annuel de quotas affectés	Exigences	Exemples de données sources
Cokerie		
$\leq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de combustibles intrants et extrants est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 5 \%$.	Factures, pesées, analyses de l'humidité
$\geq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de combustibles intrants et extrants est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 2,5 \%$.	Factures, pesées, analyses de l'humidité
Production de fonte et d'acier		
$\leq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de combustibles intrants et extrants est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 5 \%$.	Factures, pesées, analyses de l'humidité
$\geq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	L'estimation des flux de combustibles intrants et extrants est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 2,5 \%$.	Factures, pesées, analyses de l'humidité
Grillage et frittage de minerai métallique		
$\leq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	La pesée des quantités de carbonates et autres matières entrantes est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 5 \%$.	Pesée, factures Cahier des charges fournisseur (humidité, pureté)
$\geq 500\,000 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}$	La pesée des quantités de carbonates et autres matières entrantes est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 2,5 \%$.	Pesée, factures Cahier des charges fournisseur (humidité, pureté)

3.2. Facteurs d'émission

3.2.1. Méthode du bilan matières

Tableau 3

Exigences pour la détermination des facteurs d'émission

Montant annuel de quotas affectés	Exigences
Tous niveaux	Les analyses de la teneur en carbone des combustibles, produits et sous-produits seront réalisées conformément aux dispositions du §4

3.2.2. Méthode de calcul différencié par sources

Tableau 4

Exigences pour la détermination des facteurs d'émission

Montant annuel de quotas affectés	Exigences						
Cokerie							
$\geq 50\,000\ t_{CO2eq}$	Les facteurs d'émissions seront déterminés à partir de la teneur en carbone selon la formule suivante : $FE = C[\%] \times 3,664$ La teneur en carbone est évaluée à partir d'analyse conformément aux dispositions du §4						
Production de fonte et d'acier							
$\leq 50\,000\ t_{CO2eq}$	La mesure des contenus énergétiques se fondera sur les PCI standards nationaux. Le facteur d'émission exprimé en t_{CO2}/TJ se fonde sur les valeurs standards présentées au tableau 7 du §5. Le facteur d'émission des matières non combustibles (produits d'aciérie, carbonates, PET, PE) se fonde sur les valeurs standards présentées au tableau 7 du §5.						
$\geq 50\,000\ t_{CO2eq}$	Les facteurs d'émissions seront déterminés à partir de la teneur en carbone selon la formule suivante : $FE = C[\%] \times 3,664$ La teneur en carbone est évaluée à partir d'analyse conformément aux dispositions du §4						
Grillage et frittage de minerai métallique							
Tous niveaux	Application des rapports stœchiométriques pour les carbonates : <table border="1" data-bbox="667 1525 1161 1615"> <tr> <th colspan="2">Facteurs d'émission (t_{CO2} / t)</th></tr> <tr> <td>$CaCO_3$</td><td>0,440</td></tr> <tr> <td>$MgCO_3$</td><td>0,522</td></tr> </table> <p>Pour les autres matières carbonées, les facteurs d'émissions seront déterminés à partir de la teneur en carbone selon la formule suivante : $FE = C[\%] \times 3,664$ La teneur en carbone est évaluée à partir d'analyse conformément aux dispositions du §4</p>	Facteurs d'émission (t_{CO2} / t)		$CaCO_3$	0,440	$MgCO_3$	0,522
Facteurs d'émission (t_{CO2} / t)							
$CaCO_3$	0,440						
$MgCO_3$	0,522						

3.3. Contenu énergétique

Pour assurer la cohérence des déclarations, la consommation de combustibles doit être également déclarée en contenu énergétique même si ce contenu énergétique n'intervient pas dans le calcul des émissions.

3.3.1. Méthode du bilan matières

Tableau 5

Exigences pour la détermination du contenu énergétique

Montant annuel de quotas affectés	Exigences	Données sources
Tous niveaux	La mesure des contenus énergétiques se fondera sur les PCI standards nationaux	

3.3.2. Méthode de calcul différencié par sources

Tableau 6

Exigences pour la détermination du contenu énergétique

Montant annuel de quotas affectés	Exigences	Données sources
Cokerie et production de fonte et d'acier		
$\leq 500\,000\ t_{CO_2eq}$	La mesure des contenus énergétiques se fondera sur les PCI standards nationaux	
$\geq 500\,000\ t_{CO_2eq}$	Les analyses des contenus énergétiques des combustibles seront réalisées conformément aux dispositions du §4	

4. Détermination des données relatives à la composition

Les dispositions du paragraphe 5 de l'annexe III s'appliquent aux installations couvertes par la présente annexe.

5. Facteurs d'émission standards

Tableau 7

Facteurs d'émission standards pour les installations émettant moins de $50\ kt_{CO_2}$ par an

Intrant / Extrant combustibles	Facteur d'émission (t_{CO_2} / TJ)
Gaz de haut-fourneau	268
Coke de pétrole	96
Coke de cokerie et coke de gaz	108,2
Charbon à coke	95
Briquettes de lignite et agglomérés	98
Gaz de convertisseur à l'oxygène	186,6
Gaz de cokerie	47,7
Intrant / Extrant carbonés	Facteur d'émission (t_{CO_2} / t)
Electrode de graphite	3,6
PET	2,24
PE	2,85
$CaCO_3$	0,44
$CaCO_3 - MgCO_3$	0,477
Fonte, déchets de fonte, produits sidérurgiques	0,1467
Déchets d'acier, produits sidérurgiques	0,0147

6. Calcul des émissions par défaut

Deux formules sont proposées en fonction du type de l'installation concernée : aciérie électrique ou aciérie à l'oxygène. Pour cette dernière, on considérera l'ensemble des émissions du site intégré.

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

Aciérie électrique

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des aciéries électriques est :

$$\text{Emissions } (t_{\text{co}_2}/\text{an}) = \text{capacité de production de l'aciérie électrique } (t_{\text{acier}}/\text{an}) \times 0,5$$

Site sidérurgique intégré

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des sites sidérurgiques intégrés est :

$$\text{Emissions } (t_{\text{co}_2}/\text{an}) = \text{capacité de production du site intégré } (t_{\text{acier ou fonte}}/\text{an}) \times 2$$

ANNEXE VI

PRODUCTION DE CIMENT

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations destinées à la production de ciment clinker mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 précité.

Seules les installations destinées à la production de ciment clinker dans des fours rotatifs d'une capacité de production supérieure à 500 tonnes par jour sont visées par cette annexe.

La présente annexe définit la méthode par le calcul, communément utilisée.

Cette partie est destinée au calcul des émissions de décarbonatation, les émissions relatives à la combustion étant traitées dans l'annexe III.

Pour le calcul des émissions de CO₂ issues de la décarbonatation, seules les émissions directes de CO₂ sont retenues, les émissions indirectes (achat de clinker, laitier, cendres ou électricité externe) ne sont pas comptabilisées.

Pour les installations de production de ciment clinker, si une installation émet annuellement moins de 50 kt_{co2}, cela signifie que sa production journalière est inférieure à 200 t/j. Or, les installations de production de clinker entrant dans le champ d'application de la directive des quotas de CO₂ doivent avoir une capacité journalière de 500 t/j pour des fours rotatifs. En conséquence, la méthodologie décrite ci-après ne s'applique qu'aux installations émettant plus de 50 kt_{co2}/an.

Pour les installations destinées à la production de ciment et de clinker, les niveaux de précision (11) requis sont les suivants. Ils dépendent de la méthode de calcul retenue :

Tableau 1

Niveaux de précision requis pour les installations destinées à la production de ciment et de clinker

Montant annuel de quotas affectés	Données d'activité	Facteur d'émission	Facteur de conversion
METHODE A			
Installation dont le montant annuel de quotas affecté est de plus de 50 kt de CO ₂	2	1	1
METHODE B			
Installation dont le montant annuel de quotas affecté est de plus de 50 kt de CO ₂	2	1 ^(a)	1

(a) Niveau proposé pour la détermination des émissions de CO₂ issues de la production de clinker et celles relatives aux poussières de by-pass. Les émissions de décarbonatation des poussières des fours à ciment ne seront pas déterminées.

(11) Les numérotations des niveaux sont issues de la décision de la Commission du 29 janvier 2004.

1. Identification des sources

Lors de la fabrication du ciment et du clinker, les émissions de CO₂ ont deux origines :

– émissions liées à la combustion :

- combustibles fossiles classiques alimentant les fours ;
- combustibles fossiles dérivés et autres combustibles carbonés de substitution ;
- combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse) ;
- combustibles consommés dans des équipements connexes (hors fours) ;
- épuration des effluents gazeux ;
- émissions liées au procédé :
- calcination des carbonates contenus dans les matières premières.

2. Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

Dans les fours à ciment, la combustion incomplète des combustibles fossiles est négligeable, en raison des températures de combustion très élevées, du temps de séjour prolongé dans les fours et de la faible teneur en carbone résiduel du clinker. Le carbone contenu dans les combustibles alimentant les fours doit donc être considéré comme totalement oxydé (facteur d'oxydation = 1).

3. Calcul des émissions de procédé

Les émissions de CO₂ du procédé sont déterminées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Deux méthodes sont disponibles pour déterminer les émissions de CO₂ issues de la décarbonatation :

- la méthode A basée sur la teneur en carbonates des matières utilisées pour alimenter le procédé ;
- la méthode B basée sur la production de clinker.

Les deux méthodes peuvent être utilisées pour réaliser un contrôle croisé.

L'exploitant ne peut passer d'une méthode à l'autre que s'il est en mesure de démontrer, à la satisfaction de l'autorité compétente, que ce changement permettra d'accroître ou de maintenir la précision de la surveillance et de la déclaration des émissions.

Pour chacune de ces deux méthodes A ou B, deux niveaux de précision (1 et 2) sont définis selon l'importance des émissions annuelles de l'installation.

Le niveau 1 conduit à une détermination de la variable concernée (et par suite des émissions de CO₂) présentant une incertitude plus élevée que le niveau 2. Le cas échéant, des méthodes alternatives de même niveau sont proposées en particulier pour le niveau 2 et elles sont notées « 2 a » et « 2 b ».

Les données d'activité dépendent de la méthode retenue et sont précisées dans la partie 3.1. Les facteurs d'émission et les facteurs de conversion sont présentés respectivement dans les parties 3.2 et 3.3.

Le carbone contenu dans les matières entrantes qui n'est pas transformé en CO₂ au cours du procédé de combustion est pris en compte dans le facteur de conversion. Lorsque le facteur de conversion est déjà pris en compte dans le facteur d'émission, il n'est pas nécessaire d'appliquer un facteur de conversion séparé.

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

3.1. Données d'activité

3.1.1. Méthode A

Les émissions de CO₂ sont calculées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

La donnée d'activité correspond à la quantité de farine crue utilisée pour alimenter le four.

Le tableau suivant présente la méthode retenue ainsi que l'incertitude demandée pour déterminer la quantité de farine crue :

Tableau 2

*Exigences pour déterminer la quantité de farine crue
en fonction du niveau des émissions annuelles de l'installation*

Niveau de précision	Méthode et incertitude exigées pour déterminer la quantité de farine crue	Données sources
2	<p>Pesage de la farine crue avec une incertitude de $\pm 5 \%$</p> <p>Les poussières de four sortant du procédé avec les gaz d'exhaure seront déduites. Elles représentent entre 5 et 10 % du débit d'alimentation en farine crue.</p>	<p>- Pesée à l'entrée du four</p> <p>- Humidité</p>

Une alternative possible consiste à utiliser les méthodes de reporting actuellement existantes au sein des sociétés pour la détermination de la donnée d'activité, le niveau de précision requis, à savoir 2,5 %, serait atteint.

3.1.2. Méthode B

Cette méthode de calcul se fonde sur la quantité de clinker produite. Les émissions de CO_2 sont calculées de la manière suivante :

$$\text{émissions } \text{CO}_2 = \text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Le CO_2 provenant de la calcination des poussières des fours à ciment et de « by-pass » doit être pris en compte dans les installations où ces poussières ne sont pas réintégrées dans le processus de cuisson. Les émissions provenant de la production de clinker et des poussières doivent être calculées séparément et ajoutées au total des émissions.

$$\text{Emissions } \text{CO}_2 \text{ total} = \text{émissions } \text{CO}_2 \text{ du clinker} + \text{émissions } \text{CO}_2 \text{ des poussières}$$

Les données d'activité à déterminer sont :

- la quantité de clinker produite ;
- la quantité de poussières de « by-pass » (soutirage) et la quantité de poussières des fours à ciment.

3.1.2.1. Détermination de la quantité de clinker produite

La donnée d'activité correspond à la quantité de clinker produite.

Tableau 3

*Exigences pour déterminer la production de clinker
en fonction du niveau d'émission annuelle de l'installation*

Niveau de précision	Méthode et incertitude exigées pour déterminer la quantité de clinker produite		Données sources
2	2a	Mesure du débit de clinker à la sortie du refroidisseur avec une incertitude de $\pm 10 \%$ (moins de 10 % des cimenteries possèdent un équipement de pesée du fait des conditions d'exploitation très sévères entraînant une grande incertitude sur la pesée)	- Pesée du clinker
	2b ₁	<p>Détermination du clinker produit en fonction du clinker consommé pour la fabrication des ciments :</p> <p>la production de ciment à la sortie de l'atelier de broyage n'est pas pesée car difficile voire impossible à réaliser du fait du mode de manutention. Toutefois, les constituants du ciment dont le clinker sont dosés avant broyage et peuvent être comptabilisés. Cette méthode est contraignante du fait de la présence de plusieurs ateliers de broyage et que ce type de données n'est pas centralisé.</p> <p>Incertitude globale de $\pm 2,5 \%$ à l'aide de la formule suivante :</p> $\text{clinker produit (t)} = \text{clinker consommé pour la fabrication du ciment (t)}$ $- \text{clinker fourni (t)} + \text{clinker expédié (t)}$ $- \text{variation de stocks du clinker(t)}$ <p>Quantité de clinker expédié et fourni déterminée avec une incertitude de $\pm 2,5 \%$</p> <p>Variation des stocks déterminée avec une incertitude de $\pm 10 \%$</p>	- Pesée du ciment - Pesée du clinker - Etat des stocks
	2b ₂	<p>Détermination du clinker produit en fonction des ciments expédiés :</p> <p>Incertitude globale de $\pm 2,5 \%$ à l'aide de la formule suivante (exprimé en tonne)</p> $\text{clinker produit} =$ $\sum_{k=1}^{k=n} ((\text{ciment}_k \text{ expédié} - \text{variation de stocks du ciment}_k - \text{ciment}_k \text{ fourni}) \times \text{rapport clinker/ciment}_k)$ $- \text{clinker fourni} + \text{clinker expédié}$ $- \text{variation de stocks du clinker}$ <p>Quantité de clinker expédié et fourni déterminée avec une incertitude de $\pm 2,5 \%$</p> <p>Variation des stocks déterminée avec une incertitude de $\pm 10 \%$</p>	- Pesée du ciment - Pesée du clinker - État des stocks - Ratio ciment/clinker

Une alternative possible consiste à utiliser les méthodes de reporting actuellement existantes au sein des sociétés pour la détermination de la donnée d'activité à condition d'obtenir le niveau de précision requis, à savoir 2,5 %.

3.1.2.2. Détermination de la quantité de poussières sorties de la ligne de cuisson

Deux types de poussières sont à distinguer :

- les poussières de « by-pass » (soutirage) ;
- les poussières de fours à ciment.

Pour la première période (2005-2007), le niveau d'émission de décarbonatation provenant des poussières de fours est proche de zéro, donc la quantité de poussières des fours à ciment ne sera pas déterminée.

Le tableau suivant présente le niveau de précision et la méthode de détermination de la quantité de poussières de « by-pass » sorties de la ligne de cuisson :

Tableau 4*Exigences pour déterminer la quantité des poussières de « by-pass »*

Niveau de précision	Méthode et incertitude exigées pour déterminer la quantité des poussières de "by-pass"	Données sources
2	Estimer à l'aide d'une ou de quelques mesures ponctuelles du débit des poussières by-pass avec une incertitude de $\pm 20\%$	estimation à partir d'un débit mesuré

3.2. Détermination du facteur d'émission**3.2.1. Méthode A**

Les teneurs élémentaires des oxydes de CaO et MgO ne permettent pas une détermination exacte du facteur d'émission car ces éléments ne se présentent pas que sous la forme carbonatée. Par ailleurs, les matières premières ne sont pas toujours toutes introduites avec la farine crue et peuvent être déjà décarbonatées en partie ou en totalité. Les facteurs d'émission sont spécifiques à chaque installation en fonction du procédé et de la composition chimique des matières premières. Un facteur d'émission spécifique pour chaque installation tel que le ratio cru/clinker pourra être utilisé.

3.2.2. Méthode B**3.2.2.1. Facteur d'émission pour la détermination des émissions de CO₂ issues du clinker**

Les analyses élémentaires des oxydes de CaO et MgO ne permettent pas une détermination exacte du facteur d'émission car ces éléments ne se présentent pas que sous des formes carbonatées dans le cru ou peuvent être déjà en partie décarbonatés.

Pour la première période (2005-2007), le niveau 1 (facteur d'émission fixe) sera utilisé plutôt que le niveau 2.

Le tableau suivant présente le niveau de précision et la méthode de détermination du facteur d'émission issu du clinker :

Tableau 5*Détermination du facteur d'émission en fonction du niveau d'émissions annuelles de CO₂ de l'installation*

Niveau de précision	Facteur d'émission
1	Facteur d'émission (FE) = 525 kgCO ₂ /t _{clinker}
2	<p>Facteur d'émission (FE) calculé à partir du bilan massique CaO-MgO en supposant qu'une part de ces oxydes ne provient pas de carbonates déjà réduits dans les matières alimentant le procédé et que ces oxydes se présentent sous forme de carbonates</p> <p>La méthode permettant de définir la composition du clinker et des matières premières doit être déterminée conformément aux dispositions présentées dans le § 5 de l'annexe III.</p> $FE_{CO_2} (t_{CO_2} / t_{clinker}) = 0,785 \times (Production_{CaO} (t_{CaO} / t_{clinker}) - Intranant_{CaO} (t_{CaO} / t_{intranant})) + 1,092 \times (Production_{MgO} (t_{MgO} / t_{clinker}) - Intranant_{MgO} (t_{MgO} / t_{intranant}))$ <p>La valeur 0,785 correspond au rapport stœchiométrique du CO₂/CaO et 1,092 à celui du CO₂/MgO.</p>

3.2.2.2. Facteur d'émission pour la détermination des émissions de CO₂ issues des poussières de « by-pass » sorties de la ligne de cuisson

Le facteur d'émission à retenir pour le calcul dépend du type de poussières (cf. tableau 6).

Les deux types de poussières considérés sont :

- poussières de « by-pass » (soutirage) ;

– poussières de fours à ciment.

Pour la première période 2005-2007, les émissions de décarbonatation provenant des poussières des fours à ciment ne seront pas calculées. Pour les émissions provenant des poussières de « by-pass », le niveau 1 sera retenu.

Tableau 6

Détermination du facteur d'émission en fonction du niveau d'émissions annuelles de CO₂ de l'installation

Niveau de précision	Facteur d'émission pour les poussières by-pass
1	Facteur d'émission (FE) = 525 kg CO ₂ / t _{poussières de by-pass}
2	<p>Facteur d'émission (FE) calculé à partir du degré de calcination des poussières des fours à ciment. La relation entre le degré de calcination des poussières des fours et les émissions de CO₂ par tonne de poussières de fours est non linéaire. Ce facteur d'émission est déterminé à partir de la formule suivante.</p> $FE_{\text{poussières}} = \frac{\frac{FE_{\text{cli}}}{1 + FE_{\text{cli}}} \times d}{1 - \frac{FE_{\text{cli}}}{1 + FE_{\text{cli}}} \times d}$ <p>avec :</p> <p>FE_{poussières} = facteur d'émission des poussières de four partiellement calcinées (t_{CO₂}/ t_{poussières des fours})</p> <p>FE_{cli} = facteur d'émission du clinker (t_{CO₂}/t_{clinker}) fixée à 525</p> <p>d = degré de calcination des poussières des fours (rejet de CO₂ = % du CO₂ total du carbonate contenu dans le mélange brut)</p>

3.3. Détermination du facteur de conversion

3.3.1. Méthode A

Le facteur de conversion ne dépend pas des émissions annuelles de l'installation. Il est égal à 1.

3.3.2. Méthode B

3.3.2.1. Facteurs de conversion pour la détermination des émissions de CO₂ issues du clinker et des poussières sorties de la ligne de cuisson

Les facteurs de conversion ne dépendent pas des émissions annuelles de l'installation. Ils sont égaux à 1.

4. Détermination des facteurs d'émission de procédé et des données relatives à la composition

Les dispositions décrites au paragraphe 5 de l'annexe III s'appliquent aux installations couvertes par la présente annexe.

5. Calcul des émissions par défaut

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des installations de production de clinker est :

$$\text{Emissions (t}_{\text{co}_2}/\text{an}) = \text{capacité de production de la cimenterie (t}_{\text{clinker}}/\text{an}) \times 0,9$$

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

ANNEXE VII

PRODUCTION DE CHAUX

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations destinées à la production de chaux, mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 précité.

Seules les installations destinées à la production de chaux dans des fours d'une capacité de production supérieure à 50 tonnes par jour sont visées par cette annexe.

Cette partie est destinée au calcul des émissions de décarbonatation, les émissions relatives à la combustion étant traitées dans l'annexe III.

Pour le calcul des émissions de CO₂ issues de la décarbonatation, seules les émissions directes de CO₂ sont retenues, les émissions indirectes telles que l'électricité externe ne sont pas comptabilisées car déclarées par ailleurs.

Dans le cas de la décarbonatation, seule la méthode par le calcul est envisagée.

Pour les installations destinées à la production de chaux, les niveaux de précision requis sont les suivants. Ces niveaux sont les mêmes pour la méthode A et la méthode B.

Tableau 1

*Niveaux de précision requis pour les installations
de production de chaux en fonction de leurs émissions annuelles*

Montant annuel de quotas affectés	Données d'activité	Facteur d'émission	Facteur de conversion
Installation dont le montant annuel de quotas affecté est inférieur ou égal à 500 kt de CO ₂	1	1	1
Installation dont le montant annuel de quotas affecté est supérieur à 500 kt de CO ₂	2	1	1

1. Identification des sources

Lors de la production de chaux, les émissions de CO₂ ont deux origines :

- émissions liées à la combustion :
 - combustibles fossiles classiques alimentant les fours ;
 - combustibles fossiles dérivés et autres combustibles carbonés de substitution ;
 - combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse) ;
 - autres combustibles ;
 - épuration des effluents gazeux ;
- émissions liées au procédé :
 - calcination du calcaire et de la dolomie contenus dans les matières premières.

2. Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

3. Calcul des émissions de procédé

Les émissions de CO₂ du procédé sont déterminées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{émissions CO}_2 = \text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Les données d'activité dépendent de la méthode retenue et sont précisées dans la partie 3.1.

Le carbone contenu dans les matières entrantes qui n'est pas transformé en CO₂ au cours du procédé de combustion est pris en compte dans le facteur de conversion. Lorsque le facteur de conversion est pris en compte dans le facteur d'émission, le facteur de conversion est pris égal à 1.

Deux méthodes sont utilisables pour déterminer les émissions de CO₂ issues de la décarbonatation :

- une méthode A basée sur la teneur en carbonates contenus dans les matières utilisées (principalement calcaire et dolomie) convertis lors du procédé de fabrication ;
- une méthode B basée sur la quantité d'oxydes alcalino-terreux contenus dans la chaux produite.

Ces deux filières méthodologiques sont jugées équivalentes en matière de précision.

Les deux méthodes peuvent être utilisées pour réaliser un contrôle croisé.

L'exploitant ne peut passer d'une méthode à l'autre que s'il est en mesure de démontrer, à la satisfaction de l'autorité compétente, que ce changement permettra d'accroître ou maintenir la précision de la surveillance et de la déclaration des émissions.

Le tableau suivant présente, en fonction de la méthode retenue A ou B, les paramètres : activité, facteur d'émission et facteur de conversion à déterminer.

Tableau 2

Détermination de l'activité, du facteur d'émission et du facteur de conversion en fonction de la méthode retenue

Variable	Niveau de précision	Méthode A	Méthode B
Activité	1	Pesage de la matière première avec une incertitude de $\pm 5\%$ (cf § 3.1.1). La composition de la matière première et du produit est spécifiée dans les lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.	Pesage de la quantité de CaO, MgO ou d'autres oxydes alcalino-terreux ou alcalins avec une incertitude de $\pm 5\%$ (cf § 3.1.2)
	2	Pesage de la matière première avec une incertitude de $\pm 2,5\%$ (cf § 3.1.1). La composition de la matière première et du produit est déterminée par l'exploitant conformément au § 4.	Pesage de la quantité de CaO, MgO ou d'autres oxydes alcalino-terreux ou alcalins avec une incertitude de $\pm 2,5\%$ (cf § 3.1.2)
Facteur d'émission	1	Facteurs stœchiométriques du CaCO_3 , MgCO_3 ou autres produits (cf § 3.2.1)	Facteurs stœchiométriques du CaO, MgO ou autres produits (cf § 3.2.2)
Facteur de conversion	1	Valeur appliquée = 1 (cf § 3.3.1)	Valeur appliquée = 1 (cf § 3.3.2)

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

3.1. Détermination de l'activité

3.1.1. Méthode A basée sur la quantité de carbonates contenus dans les matières premières convertis lors du procédé de fabrication

Les émissions de CO_2 sont calculées sur la base de la quantité de carbonate consommée à l'aide de la formule suivante :

$$\text{Emissions } \text{CO}_2 = \sum (\text{données d'activité}_{\text{entrée}} - \text{données d'activité}_{\text{sortie}}) \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Les données d'activité_{entrée} et les données d'activité_{sortie} correspondent aux quantités [t] de CaCO_3 , de MgCO_3 ou d'autres alcalino-terreux ou alcalins utilisés pendant la période couverte par la déclaration.

Tableau 3

Méthode et incertitude sur la quantité de carbonates purs utilisée dans le procédé et dans le produit en fonction du niveau des émissions annuelles de l'installation

Niveau de précision	Activité et niveau d'incertitude sur la quantité de carbonates purs	Données sources
1	Détermination de la quantité par pesage de la matière première et analyse ^a de la composition avec une incertitude de $\pm 5\%$.	Pesée Analyse ^a
2	Détermination de la quantité par pesage de la matière première et analyse ^a de la composition avec une incertitude de $\pm 2,5\%$.	Pesée Analyse ^a

(a) Compte tenu du taux d'impuretés résiduel généralement rencontré ($< 5\%$), l'analyse n'est pas nécessaire (dans le cas contraire, l'analyse de la composition est nécessaire).

3.1.2. Méthode B basée sur la quantité d'oxydes alcalins contenus dans la chaux produite

Les émissions de CO_2 sont calculées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{Emissions CO}_2 = \sum (\text{données d'activité}_{\text{entrée}} - \text{données d'activité}_{\text{sortie}}) \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Le terme « données d'activité_{sortie} – données d'activité_{entrée} » correspond à la quantité totale [t] de CaO, de MgO transformés à partir des carbonates pendant la période couverte par la déclaration.

Tableau 4

Méthode et incertitude sur la quantité de CaO, MgO employés dans les produits et dans les procédés au cours de la période de déclaration en fonction du niveau des émissions annuelles de l'installation

Niveau de précision	Activité et niveau d'incertitude sur la quantité de CaO, de MgO employée dans les produits et le procédé	Données sources
1	Détermination de la quantité par pesage du produit et analyse ^a de la composition avec une incertitude de $\pm 5 \%$	Pesée Analyse ^a
2	Détermination de la quantité par pesage du produit et analyse ^a de la composition avec une incertitude de $\pm 2,5 \%$	Pesée Analyse ^a

(a) Compte tenu du taux de CO₂ résiduel généralement rencontré (< 5 %), l'analyse n'est pas nécessaire (dans le cas contraire, l'analyse de la composition est nécessaire).

3.2. Détermination du facteur d'émission

3.2.1. Méthode A basée sur la teneur en carbonates des matières utilisées convertis lors du procédé

Les facteurs d'émission ci-dessous sont estimés sur tonnages secs, la teneur en humidité étant déjà prise en compte dans la détermination de l'activité.

Tableau 5

Facteur d'émission (méthode A)

Carbonate	Facteur d'émission (tCO ₂ /t)	Remarques
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
en général X _y (CO ₃) _z	$\frac{[M_{CO_2}]}{Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_{CO_3^{2-}}]}$	<p>X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M_x = poids moléculaire de X (g/mol) M_{CO₂} = poids moléculaire de CO₂ (44 g/mol) M_{CO₃²⁻} = poids moléculaire de CO₃²⁻ (60 g/mol) Y = nombre stœchiométrique de X = 1 pour les alcalino-terreux = 2 pour les métaux alcalins Z = nombre stœchiométrique de CO₃²⁻ = 1</p>

3.2.2. Méthode B basée sur la quantité d'oxydes alcalins contenus dans la chaux produite

Tableau 6*Facteur d'émission (méthode B)*

Carbonate	Facteur d'émission (t _{CO2} /t)	Remarques
CaO	0,785	
MgO	1,092	
en général X _y (O) _z	$\frac{[M_{CO_2}]}{Y.[M_x] + Z.[M_o]}$	<p>X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M_x = poids moléculaire de X (g/mol) M_{CO2} = poids moléculaire de CO₂ (44 g/mol) M_O = poids moléculaire de O (16 g/mol) Y = nombre stoechiométrique de X = 1 pour les alcalino-terreux = 2 pour les métaux alcalins Z = nombre stoechiométrique de O=1</p>

3.3. Détermination du facteur de conversion

Pour les méthodes A et B, le facteur de conversion est égal à 1.

**4. Détermination des facteurs d'émission
et des données relatives à la composition des combustibles**

Les dispositions du paragraphe 5 de l'annexe III s'appliquent aux installations couvertes par la présente annexe.

5. Calcul des émissions par défaut

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des installations de production de chaux est :

$$\text{Emissions (t}_{CO_2}/\text{an)} = \text{capacité de production de l'installation (t}_{chaux}/\text{an)} \times 1,1$$

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

ANNEXE VIII

PRODUCTION DE VERRE

1. Identification des sources

Dans les installations de production de verre, les émissions de CO₂ peuvent avoir deux origines :

- émissions liées à la combustion :
 - combustibles fossiles classiques consommés sur le site (fioul lourd et gaz naturel) ;
 - autres combustibles (par exemple propane, butane) ;
- émissions de procédé :
 - transformation des carbonates contenus dans la matière première ;
 - additifs contenant du carbone (par exemple coke sous ses diverses formes).

2. Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

3. Calcul des émissions de procédé

Le calcul des émissions de procédé repose sur une estimation de la quantité de carbonates et d'additifs carbonés convertis à partir des quantités consommées. Un bilan matière est appliqué à chaque type de carbonates et d'additifs carbonés utilisés lors de l'exercice.

Il convient d'appliquer la formule suivante :

$$\text{EmissionsCO}_2(\text{t CO}_2) = \left[\sum_i (\text{DA}_{\text{carbonate } i} \times \text{FE}_{\text{carbonate } i}) \right] + \left[\sum_j (\text{DA}_{\text{additif } j} \times \text{FE}_{\text{additif } j}) \right]$$

DA (t): la donnée d'activité pour le carbonate ou l'additif est la quantité de carbonate ou d'additif consommée lors de l'exercice.

FE (tCO₂/t): est le facteur d'émission du carbonate ou de l'additif.

Nota. – La méthode basée sur la quantité de carbonates convertis à partir des quantités d'oxydes alcalins contenus dans le verre produit a été écartée car elle est difficile à mettre en œuvre et à vérifier.

3.1. Données d'activité

Les quantités de carbonates ou d'additifs carbonés consommés au cours de l'exercice sont estimées à partir des quantités de matières premières, corrigées de leur teneur effective en carbonate et de leur humidité éventuelle. Les principes à respecter concernant les méthodes d'analyse sont rappelés au paragraphe 5.

Deux niveaux de méthode pour l'estimation des quantités de matières premières consommées et de leur composition sont applicables selon le niveau d'émission de l'installation. Ils sont précisés dans le paragraphe 4.

3.2. Facteurs d'émission

Les facteurs d'émissions ci-dessous sont estimés sur tonnages secs, la teneur en humidité étant déjà prise en compte (cf. paragraphe 3.11).

Carbonates	Facteurs d'émission (tCO ₂ /t)
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
Na ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Autres carbonates : X _y (CO ₃) _z	$\frac{[M_{\text{CO}_2}]}{Y \cdot [M_x] + Z \cdot [M_{\text{CO}_3^{2-}}]}$ <p> X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M_x = poids moléculaire de X (g/mol) M_{CO₂} = poids moléculaire de CO₂ (44 g/mol) M_{CO₃²⁻} = poids moléculaire de CO₃²⁻ (60 g/mol) Y = nombre stœchiométrique de X = 1 pour les alcalino-terreux = 2 pour les métaux alcalins Z = nombre stœchiométrique de CO₃²⁻ = 1 </p>
Additifs	Facteurs d'émission (tCO ₂ /t)
Coke et autres additifs carbonés	3,664 × teneur massique en carbone

4. Niveaux d'incertitude et origine des données

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

Montant annuel de quotas affectés	Exigences	Données sources
Données d'activité		
$\leq 50\,000\ t_{CO_2eq}$	L'estimation des quantités de carbonates consommées est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 5\%$	Pesées Etat des stocks Cahier des charges du fournisseur (pureté, humidité)
$\geq 50\,000\ t_{CO_2eq}$	L'estimation des quantités de carbonates consommées est effectuée avec une incertitude maximale tolérée de $\pm 2,5\%$	Pesées Etat des stocks Analyses effectuées selon les dispositions du § 5
Facteurs d'émission		
$\leq 50\,000\ t_{CO_2eq}$	Facteur standard stœchiométrique Pour le cas de la dolomie utilisation d'un facteur standard de $0,477\ t_{CO_2}/t_{dolomie}$	
$\geq 50\,000\ t_{CO_2eq}$	Facteur standard stœchiométrique	

5. Détermination des données relatives à la composition

Les dispositions du paragraphe 5 de l'annexe III s'appliquent aux installations couvertes par la présente annexe.

6. Calcul des émissions par défaut

Les émissions de CO_2 des verreries sont très dépendantes du type de verre fabriqué (verre plat, verre d'emballage, verre domestique et flaconnage, fibres de verre [renforcement], laine de verre, verre technique et autres).

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

Les formules par défaut retenues pour le calcul des émissions sont les suivantes :

Verre plat :

$Emissions\ (t_{CO_2}/an) = capacité\ de\ production\ de\ la\ verrerie\ (t/an) \times 0,75$;

Verre d'emballage (bouteilles et pots) :

$Emissions\ (t_{CO_2}/an) = capacité\ de\ production\ de\ la\ verrerie\ (t/an) \times 0,7$;

Verre domestique, flaconnage :

$Emissions\ (t_{CO_2}/an) = capacité\ de\ production\ de\ la\ verrerie\ (t/an) \times 1,7$;

Laine de verre :

$Emissions\ (t_{CO_2}/an) = capacité\ de\ production\ de\ la\ verrerie\ (t/an) \times 0,6$;

Fibres de renforcement :

$Emissions\ (t_{CO_2}/an) = capacité\ de\ production\ de\ la\ verrerie\ (t/an) \times 1$;

Verres techniques et autres :

$Emissions\ (t_{CO_2}/an) = capacité\ de\ production\ de\ la\ verrerie\ (t/an) \times 1,3$.

ANNEXE IX

FABRICATION DE PRODUITS CÉRAMIQUES

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO_2 des installations destinées à la production de produits céramiques par cuisson, notamment de tuiles, de briques, de pierres

réfractaires, de carrelages, de grès ou de porcelaine, avec une capacité de production supérieure à 75 tonnes par jour, une capacité de four de plus de 4 mètres cubes et une densité d'enfournement de plus de 300 kg/m³, mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 précité.

Seule la méthode par le calcul, par opposition à la mesure des émissions, est envisageable.

Dans cette partie, seules les émissions de la décarbonatation sont traitées, les émissions de combustion étant traitées en annexe III.

Pour le calcul des émissions de CO₂ issues de la décarbonatation, seules les émissions directes de CO₂ sont retenues, les émissions indirectes telles que l'électricité externe ne sont pas comptabilisées car déclarées par ailleurs.

Pour les installations destinées à la fabrication de produits céramiques par cuisson, les niveaux de précision (12) requis sont les suivants :

Tableau 1

Niveau de précision requis pour les installations destinées à la fabrication de produits céramiques par cuisson en fonction de leurs émissions annuelles

Montant annuel de quotas affectés	Données d'activité	Facteur d'émission	Facteur de conversion
Installation émettant annuellement moins de 50 kt de CO ₂	1	1	1
Installation émettant annuellement plus de 50 kt de CO ₂	2	1	1

(12) Les numérotations des niveaux sont issues de la décision de la Commission du 29 janvier 2004.

1. Identification des sources

Lors de la fabrication de produits céramiques par cuisson, les émissions de CO₂ ont deux origines :

- émissions liées à la combustion :
 - combustibles fossiles classiques alimentant les fours ;
 - combustibles fossiles dérivés et matières premières de substitution ;
 - combustibles issus de la biomasse (déchets de la biomasse) ;
 - autres combustibles ;
 - épuration des effluents gazeux ;
- émission du procédé :
 - calcination du calcaire et de la dolomie contenus dans les matières premières ;
 - matières organiques contenues dans les matières premières argileuses ;
 - additifs destinés à augmenter la porosité (sciure de bois, résidus de l'industrie papetière ou polystyrène) ;
 - additifs destinés à améliorer les caractéristiques physico-chimiques des produits en œuvre (CaCO₃, BaCO₃) ;
 - calcaire destiné à réduire les polluants atmosphériques.

Les émissions de CO₂ des systèmes d'épuration des fumées représentent une faible part des émissions totales de l'installation. Les coûts liés à leur détermination étant déraisonnablement élevés, ces émissions seront négligées pour la période 2005-2007.

2. Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

3. Calcul des émissions de procédé

Les émissions de CO₂ sont dues à la décarbonatation des matières premières argileuses (présence de CaCO₃ naturel) et à la décarbonatation d'additifs contenant des carbonates (CaCO₃ ou BaCO₃).

Par conséquent, les données d'activité sont spécifiques à chaque décarbonatation.

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

3.1. Pour la décarbonatation des additifs contenant des carbonates

Les émissions de CO₂ du procédé sont déterminées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{émissions } CO_2 = \text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Les données d'activité sont précisées dans la partie 3.1.1.

Le carbone contenu dans les matières entrantes qui n'est pas transformé en CO_2 au cours du procédé de combustion est pris en compte dans le facteur de conversion. Lorsque le facteur de conversion est pris en compte dans le facteur d'émission, il n'est pas nécessaire d'appliquer un facteur de conversion séparé.

Une seule méthode est utilisable pour déterminer les émissions de CO_2 issues de la décarbonatation :

- méthode basée sur la teneur en carbonates contenue dans les matières utilisées (principalement calcaire et dolomie) convertie lors du procédé de fabrication.

Le tableau suivant présente les incertitudes exigées pour déterminer les paramètres (données d'activité, facteur d'émission et facteur de conversion) de calcul des émissions de CO_2 .

Tableau 2

Détermination des données d'activité, du facteur d'émission et du facteur de conversion

Variable	Niveau de précision	Méthode et incertitude exigée
Activité	1	Pesage de la quantité de $CaCO_3$, $MgCO_3$ ou d'autres carbonates alcalino-terreux ou alcalins et d'additifs contenant du carbone avec une incertitude de $\pm 2,5 \%$
	2	Pesage de la quantité de $CaCO_3$, $MgCO_3$ ou d'autres carbonates alcalino-terreux ou alcalins et d'additifs contenant du carbone avec une incertitude de $\pm 1 \%$
Facteur d'émission	1	Facteurs stœchiométriques du $CaCO_3$, $MgCO_3$ ou autres produits
Facteur de conversion	1	Valeur appliquée = 1

3.1.1. Données d'activité

Les émissions de CO_2 sont calculées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{Emissions } CO_2 = \left[\sum DA_{\text{additifs}} \times FE_{\text{additifs}} \right] \times \text{facteur de conversion}$$

DA_{additifs} (données d'activité des additifs) : quantité d'additifs contenant du carbone.
 FE_{additifs} : facteur d'émission lié aux additifs.

Le taux de carbonates contenu dans les additifs est fourni par le fournisseur.

3.1.2. Facteurs d'émission

Les facteurs d'émission ci-dessous sont estimés sur tonnages secs, la teneur en humidité étant déjà prise en compte dans la détermination de l'activité.

Tableau 3*Facteur d'émission*

Carbonate	Facteur d'émission (t_{CO_2}/t)	Remarques
$CaCO_3$	0,440	
$BaCO_3$	0,223	
$MgCO_3$	0,522	
en général $X_y(CO_3)_z$	$\frac{[M_{CO_2}]}{Yx[M_x] + Zx[M_{CO_3^{2-}}]}$	X = métaux alcalino-terreux ou alcalins M_x = poids moléculaire de X (g/mol) M_{CO_2} = poids moléculaire de CO_2 (44 g/mol) $M_{CO_3^{2-}}$ = poids moléculaire de CO_3^{2-} (60 g/mol) Y = nombre stœchiométrique de X = 1 pour les alcalino-terreux = 2 pour les métaux alcalins Z = nombre stœchiométrique de CO_3^{2-} = 1
Additifs	Facteur d'émission (t_{CO_2}/t)	Remarques
additifs	3,664 x teneur massique en carbone	

3.1.3. Facteur de conversion

Le facteur de conversion est égal à 1.

3.2. Pour la décarbonatation des matières premières argileuses

Les émissions de CO_2 du procédé sont déterminées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{émissions } CO_2 = \text{données activité} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Les données d'activité sont précisées dans la partie 3.2.1.

Tableau 4*Détermination de l'activité, du facteur d'émission et du facteur de conversion*

Variable	Niveau de précision	Méthode et incertitude exigée
Activité	1	Taux de CO_2 émis avec une incertitude de $\pm 2,5$ %
	2	Taux de CO_2 émis avec une incertitude de ± 1 %
Facteur d'émission	1	Valeur appliquée = 1
Facteur de conversion	1	Valeur appliquée = 1

3.2.1. Détermination des données d'activité

Les émissions de CO_2 sont calculées à l'aide de la formule suivante :

$$Emissions\ CO_2 = [\sum DA_{carbonates} \times FE_{carbonates}] \times \text{facteur de conversion}$$

DA_{carbonates} (données d'activité des carbonates) : quantité de CO₂ émis contenue dans les matières premières argileuses.

FE_{carbonates} : facteur d'émission lié aux carbonates présents dans les matières premières argileuses.

Les quantités de carbonates ou d'additifs carbonés consommés au cours de l'exercice sont estimées à partir des quantités de matières premières, corrigées de leur teneur effective en carbonate et de leur humidité éventuelle. Les principes à respecter concernant les méthodes d'analyse sont rappelés au paragraphe 4.

Tableau 5

Méthode et incertitude sur la quantité de CO₂ émis dans les matières premières argileuses en fonction du niveau de précision requis

Niveau de précision	Activité et niveau d'incertitude sur la quantité de CO ₂ émis par les matières premières argileuses	Données sources
1	Quantité déterminée par analyse chimique avec une incertitude de $\pm 2,5\%$	résultats d'analyse
2	Quantité déterminée par analyse chimique avec une incertitude de $\pm 1\%$	résultats d'analyse

Pour la première période 2005-2007 et concernant le niveau de précision 1, les sites réaliseront une analyse chimique mensuelle de leurs matières premières selon la méthode développée par le CTTB (cf. paragraphe 5 de la présente annexe). Ces mesures mensuelles seront corrélées par une mesure semestrielle selon la norme NF ISO 10 694 « dosage du carbone organique et du carbone total après combustion sèche » réalisé par un laboratoire accrédité EN ISO 17 025. Pour la première période 2005-2007 et concernant le niveau de précision 2, les sites procéderont à une analyse chimique mensuelle sur les matières premières selon la norme NF ISO 10 694 par des laboratoires accrédités EN ISO 17 025.

3.2.2. Détermination du facteur d'émission

Le facteur d'émission est égal à la masse de produit sortant du four.

3.2.3. Détermination du facteur de conversion

Le facteur de conversion est égal à 1.

4. Détermination des facteurs d'émission de procédé et des données relatives à la composition

Les dispositions du paragraphe 5 de l'annexe III s'appliquent aux installations couvertes par la présente annexe.

5. Méthode simplifiée de dosage de calcaire dans les argiles

5.1. Principe

Une méthode classique de détermination de la teneur en carbonate des argiles consiste à provoquer la décomposition de ce sel et à déterminer la masse de gaz carbonique dégagé par pesées avant et après la réaction. D'une manière très générale, dans les argiles couramment utilisées en fabrication de terre cuite, la teneur en carbonates totaux peut être assimilée à une teneur en calcaire. Cette teneur peut donc être déterminée par calcul à partir de la masse de gaz carbonique libéré par une masse donnée d'argile.

5.2. Mode opératoire

Appareillage et matériel utilisé

Le montage utilisé, entièrement utilisé en matière plastique, est indiqué sur le schéma joint. Il comporte :

- une fiole pour filtration sous vide de 1 litre (1) ;
- une ampoule à décantation de 125 ml ;

- un tube à essai (3) percé en son fond sur lequel un tube en L (4) est soit soudé à l'air chaud, soit collé d'une manière étanche. Le tube à essai est ensuite rempli de chlorure de calcium (5) en granulés disposés entre deux tampons d'ouate. Il est ensuite fermé à l'aide d'un bouchon perforé (6).

L'ampoule à décantation est ensuite dotée d'un tube coudé (7). Elle est, ainsi que le tube à chlorure, implantée sur un bouchon de caoutchouc à double perforation (8) disposé sur la fiole à filtration. La tubulure latérale de la fiole est prolongée d'un tube de caoutchouc souple (9) fermé à l'aide d'une pince de Mohr (10).

Conduite de la manipulation

Introduire environ 100 ml d'eau distillée dans une fiole à filtration à l'aide d'un entonnoir et 100 ml d'acide chlorhydrique dilué à 50 % dans l'ampoule à décantation. Serrer la pince de Mohr. Veiller à ce que l'ensemble soit bien sec.

Peser le dispositif. Soit M1 sa masse.

Introduire dans la fiole environ 100 g de matières premières (étuvée au moins 24 heures à 100 °C) broyée à 63 μ . Pour les argiles très calcaires, ne prendre seulement que 50 g de matières premières.

Nota. – Si l'argile risque de contenir des sulfures (pyrites), il convient de la calciner après broyage à 450 °C, puis de la rebroyer si nécessaire à 63 μ . Cette opération oxyde les sulfures et évite ainsi de fausser le dosage ultérieur. La présence de sulfures peut être détectée auparavant par passage à la flamme d'un échantillon d'argile douteux : si une odeur piquante se développe, la présence de sulfures est très probable.

Peser à nouveau l'ensemble. Soit M2 la masse. La masse précise de la prise d'essai correspond à M2-M1.

Ouvrir le robinet de l'ampoule pour introduire lentement l'acide dans la fiole. Il convient de veiller à ne pas vider complètement l'ampoule de manière à laisser une « garde d'acide » qui évite l'échappement du gaz par l'ampoule.

Abandonner l'ensemble pendant une heure pour assurer la complète réaction, en agitant fréquemment l'ensemble (si l'on dispose d'un agitateur magnétique, il convient naturellement d'introduire le barreau aimanté dans la fiole avant la première pesée).

Chasser ensuite le gaz carbonique stagnant dans la fiole en insufflant de l'air par l'orifice latéral après avoir desserré la pince de Mohr. Cela peut être effectué à l'aide d'air comprimé très détendu ou à l'aide d'une simple poire de caoutchouc.

Peser à nouveau l'ensemble. Soit M3 la masse finale.

5.3. Expression des résultats

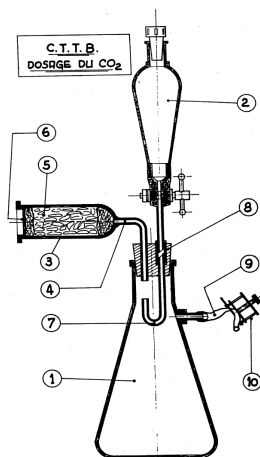
La masse de gaz carbonique dégagé, rapportée à la masse d'argile sèche, est directement obtenue à l'aide de la formule suivante :

$$t_{\text{CO}_2} (\% \text{ sur cuit}) = ((M_2 - M_3) / (M_2 - M_1)) \times 100 \times (1 + \text{PF}/100)$$

avec Perte au Feu sur cuit : $\text{PF} (\% \text{ sur cuit}) = (M_s - M_c) / M_c \times 100$

M_s = masse sèche étuvée au moins 48h ou masse constante à 100 °C
(pour faire la différence avec la masse sèche sortie séchoir - qui contient encore de l'eau : Hr%)

M_c = masse cuite



6. Calcul des émissions par défaut

La formule par défaut retenue pour le calcul des émissions des installations de production de tuiles et briques est :

$$\text{Emissions } (t_{\text{co}_2}/\text{an}) = \text{capacité de production de l'installation} \\ (\text{en tonnes de produit fabriqué}) \times 0,13$$

La capacité de production est celle fixée par l'arrêté préfectoral d'autorisation.

ANNEXE X

PRODUCTION DE PAPIER ET DE PÂTE À PAPIER

Cette annexe définit les modalités spécifiques pour la déclaration des émissions de CO₂ des installations destinées à la fabrication de pâte à papier à partir du bois et d'autres matières fibreuses et celles destinées à la fabrication de papier et carton dont la capacité de production est supérieure à 20 tonnes par jour, mentionnées en annexe du décret du 19 août 2004 précité.

Les émissions de CO₂ de ces installations proviennent essentiellement de la combustion et de façon marginale de la décarbonatation uniquement pour certaines usines de pâte qui utiliseraient du carbonate en appoint dans leur procédé. Les différentes sources sont :

- des chaudières, turbines à gaz et autres appareils de combustion produisant de la vapeur et de l'électricité pour l'installation ;
- des chaudières de régénération et autres appareils brûlant de la liqueur noire ;
- des incinérateurs ;
- des fours à chaux et fours de calcination ;
- des laveurs de fumées (émissions dues aux procédés d'épuration mettant en œuvre des carbonates) ;
- des sécheurs consommant du gaz ou d'autres combustibles fossiles (par exemple sécheurs à infrarouge).

Seules les émissions liées à l'utilisation de carbonates comme produits chimiques d'appoint sont traitées dans ce document, les émissions de combustion étant traitées en annexe III.

Ce rapport présente la méthode de détermination des variables intervenant dans le calcul des émissions de CO₂ (données d'activité, facteurs d'émission, facteur de conversion).

Pour les installations destinées à la production de pâte à papier et de papier, les niveaux de précision (13) requis sont les suivants :

Tableau 1

Niveaux de précision pour les installations de production de pâte à papier et papier en fonction de leurs émissions annuelles

Montant annuel de quotas affectés	Données d'activité	Facteur d'émission	Facteur de conversion
Installation dont le montant de quotas affecté annuellement est inférieur à 50 kt de CO ₂	1	1	1
Installation dont le montant de quotas affecté annuellement est de plus de 50 kt de CO ₂	2	1	1

(13) Les numérotations des niveaux sont issues de la décision de la Commission du 29 janvier 2004.

1. Identification des sources

Lors de la production de pâte à papier et papier, les émissions de CO₂ ont deux origines :

- *émissions liées à la combustion* :
 - chaudières, turbines à gaz et autres appareils de combustion produisant de la vapeur ou de l'électricité pour l'installation ;
 - chaudières de régénération et autres appareils brûlant de la liqueur noire ;
 - incinérateurs ;
 - fours à chaux et fours de calcination ;
 - épuration des effluents gazeux ;
 - sécheurs consommant du gaz ou d'autres combustibles fossiles (par exemple, sécheurs à infrarouge) ;
- *émissions du procédé* :
 - émissions dues à l'utilisation de carbonates comme produit chimique d'appoint.

Le traitement des eaux usées et des décharges, dont le traitement anaérobie des effluents liquides ou la digestion des boues et les décharges destinées à recevoir les déchets de l'installation, n'entre pas dans le champ de la présente annexe.

Si l'installation exporte du CO₂ en provenance de combustibles fossiles, par exemple vers une installation adjacente de production de carbonate de calcium précipité (CCP), ces exportations ne doivent pas être incluses dans les émissions de l'installation.

2. Calcul des émissions de combustion

Les émissions de combustion seront calculées conformément à l'annexe III.

3. Calcul des émissions de procédé

Les émissions de procédé sont dues à l'utilisation de carbonates comme produits chimiques d'appoint. Bien que les pertes de sodium et de calcium du système de récupération et de la zone de caustification soient généralement compensées par des substances chimiques ne contenant pas de carbonate, du carbonate de calcium (CaCO_3) et du carbonate de sodium (Na_2CO_3), qui entraînent des émissions de CO_2 , sont parfois utilisés en faibles quantités. Le carbone contenu dans ces substances chimiques est généralement d'origine fossile, mais il peut dans certains cas provenir de la biomasse (Na_2CO_3 acheté à des installations fabriquant du papier mi-chimique à base de soude).

On suppose que le carbone contenu dans ces substances chimiques est émis sous forme de CO_2 par le four à chaux ou le four de récupération. Ces émissions sont déterminées en supposant que la totalité du carbone contenue dans le CaCO_3 et le Na_2CO_3 utilisés dans les zones de récupération et de caustification est émise dans l'atmosphère.

Un apport de calcium est nécessaire en raison des pertes en provenance de la zone de caustification, et il peut être noté que ces pertes sont pour la plupart sous forme de carbonate de calcium.

Dans le cas où les apports ne sont pas sous forme de chaux mais de carbonate, les émissions de CO_2 du procédé sont déterminées à l'aide de la formule suivante :

$$\text{émissions } \text{CO}_2 = \sum \text{données d'activité}_{\text{carbonates}} \times \text{facteur d'émission} \times \text{facteur de conversion}$$

Les dispositions générales relatives à l'évaluation de l'incertitude sont exposées en annexe XII.

3.1. Données d'activité

Les « données d'activité carbonate » correspondent aux quantités de CaCO_3 et de Na_2CO_3 employées dans le procédé.

Niveau de précision	Niveau d'incertitude sur la quantité de CaCO_3 et de Na_2CO_3	Données sources
1	Détermination de la quantité de CaCO_3 et de Na_2CO_3 employée avec une incertitude de $\pm 2,5\%$.	Pesée par l'exploitant ou le fournisseur
2	Détermination de la quantité de CaCO_3 et de Na_2CO_3 employée avec une incertitude de $\pm 1\%$.	Pesée par l'exploitant ou le fournisseur

3.2. Facteurs d'émission

Application des rapports stœchiométriques $[\text{t}_{\text{co}_2}/\text{t}_{\text{CaCO}_3}]$ et $[\text{t}_{\text{co}_2}/\text{t}_{\text{Na}_2\text{CO}_3}]$ concernant les carbonates non issus de la biomasse indiqués dans le tableau ci-après. Les carbonates issus de la biomasse sont pondérés d'un facteur d'émission de 0 $[\text{t}_{\text{co}_2}/\text{t}_{\text{carbonate}}]$.

Carbonates	Facteurs d'émission ($\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{t}$)
CaCO_3 (produit chimique d'appoint)	0,440
Na_2CO_3 (produit chimique d'appoint)	0,415
CaCO_3 provenant de la biomasse	0
Na_2CO_3 provenant de la biomasse	0

Ces valeurs pour le carbonate anhydre sont à ajuster en fonction de la teneur en humidité des carbonates.

3.3. Facteur de conversion

Le facteur de conversion est égal à 1.

4. Calcul des émissions par défaut

Compte tenu de la part très marginale des émissions liées aux procédés et du manque de données relatives à ces émissions, seules les émissions de la combustion seront prises en compte dans le calcul des émissions par défaut. Elles seront déterminées conformément au paragraphe 5 de l'annexe III.

ANNEXE XI

MESURE EN CONTINU DES ÉMISSIONS

Les émissions de CO₂ provenant de chaque source peuvent être déterminées par des systèmes de mesure en continu (SMC) en appliquant des méthodes normalisées ou reconnues, dès lors que l'exploitant a reçu autorisation de la part du préfet, avant la période de déclaration, que le SMC permet d'obtenir une précision plus grande que si les émissions étaient calculées avec le niveau de méthode le plus élevé.

Pendant chaque période de déclaration ultérieure, les émissions déterminées au moyen d'un SMC seront corroborées par des calculs.

Les procédures de mesure des concentrations de CO₂, ainsi que du débit massique ou volumique des effluents gazeux à la cheminée devront se fonder sur les normes CEN correspondantes dès que celles-ci seront disponibles.

Les normes ISO ou les normes nationales s'appliquent en l'absence de normes CEN.

En l'absence de normes applicables, les procédures sont si possible effectuées conformément aux projets de normes ou aux lignes directrices sur les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

ANNEXE XII

INCERTITUDES

1. Les niveaux d'incertitude par type de source sont ceux prévus par les annexes III à X. Toutefois, les informations communiquées par les fournisseurs d'énergie et de matières premières dans le cadre de transactions commerciales sont réputées avoir la précision requise.

2. L'exploitant doit connaître les effets de l'incertitude sur la précision globale des données d'émission déclarées. L'incertitude globale s'évalue de la manière suivante :

- évaluation de l'incertitude pour chaque source ;
- combinaison des incertitudes de l'ensemble de l'inventaire via les équations de propagation d'erreur appliquées aux différentes sources de l'installation, en fonction de leur contribution aux émissions totales de l'installation.

Pour évaluer l'incertitude dans l'inventaire d'une installation à partir des imprécisions des mesures et paramètres de calcul, il est possible d'utiliser les deux modes suivants de propagation des incertitudes (cf. *IPCC 2000, Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National GHG Inventories. Tier 1 uncertainty approach*) :

« Incertitudes et multiplications »

Si la formule de calcul est la multiplication suivante : $A (+/- a\%) \times B (+/- b\%) = C (+/- c\%)$

Alors l'intervalle de confiance relatif "c" vaut : $c = \sqrt{a^2 + b^2}$ [1]

« Incertitudes et sommes »

Si la formule de calcul est la suivante : $A (+/- a\%) + B (+/- b\%) = C (+/- c\%)$

Alors l'intervalle de confiance relatif "c" vaut : $c = \frac{\sqrt{(A \times a)^2 + (B \times b)^2}}{C}$ [2]

Cette formulation est correcte si A et B sont non corrélés.

3. Exemple d'un site.

On combinera le mode « incertitudes et multiplications », utilisé au niveau de chaque source, et le mode « incertitude et sommes », utilisé au niveau de l'installation.

Une première **incertitude** sera attribuée à **chaque type de source**, fonction de la précision obtenue sur la mesure des volumes de combustibles et celle des déterminations de leur teneur en carbone.

Incertain sur les émissions d'une installation de combustion dont le débit de combustible gazeux (source A) est mesuré par un débitmètre à plaques trouées (imprécision par défaut : 5 %) et en utilisant un facteur d'émission moyen mensuel (imprécision déduite de l'écart-type des analyses quotidiennes disponibles : 3 %) et dont le débit de combustible liquide (source B) est mesuré par bilan combustible (imprécision : 4 %) et en utilisant un facteur d'émissions moyen annuel (imprécision : 1,2 %).

Source A : émissions de 43,9 % du global, incertitude $i(A) = \sqrt{(0,05^2 + 0,03^2)} = 5,8\%$

Source B : émissions de 27,8 % du global, incertitude $i(B) = \sqrt{(0,04^2 + 0,012^2)} = 4,2\%$

Source C : émissions de 28,3 % du global, incertitude $i(C) = \sqrt{(0,05^2 + 0,01^2)} = 5,1\%$

L'incertitude des émissions totales du site sera ensuite pondérée en fonction des contributions des différentes sources à l'émission globale de CO₂, ce qui permettra d'obtenir une incertitude globale correspondant à la formule « incertitudes et sommes ».

En généralisant à l'ensemble des sources du site, on a :

Inventaire site X = émissions de la source A + émissions de la source B + émissions de la source C + ...
+ émissions de la source N ;

Incetitude globale :

$$i(X) = \frac{\sqrt{(A \times i(A))^2 + (B \times i(B))^2 + (C \times i(C))^2 + \Lambda + (N \times i(N))^2}}{X},$$

soit dans ce cas à trois sources majeures : 3,2 %.