

Gazette
officielle
DU Québec

Partie

2

N° 50A

15 décembre 2010

Lois et règlements

142^e année

Sommaire

Table des matières
Règlements et autres actes
Projets de règlement
Index

Dépôt légal – 1^{er} trimestre 1968
Bibliothèque nationale du Québec
© Éditeur officiel du Québec, 2010

Tous droits de traduction et d'adaptation, en totalité ou en partie, réservés pour tous pays.
Toute reproduction par procédé mécanique ou électronique, y compris la microreproduction,
est interdite sans l'autorisation écrite de l'Éditeur officiel du Québec.

AVIS AUX USAGERS

La *Gazette officielle du Québec* est le journal par lequel le gouvernement du Québec rend officielles ses décisions. Elle est publiée en deux éditions distinctes en vertu de la Loi sur le Centre de services partagés du Québec (L.R.Q., c. C-8.1.1) et du Règlement sur la *Gazette officielle du Québec*, édicté par le décret n° 1259-97 du 24 septembre 1997, modifié par le Règlement modifiant le Règlement sur la *Gazette officielle du Québec* édicté par le décret n° 264-2004 du 24 mars 2004 (2004, G.O. 2, 1636). La Partie 1, intitulée « Avis juridiques », est publiée au moins tous les samedis. Lorsque le samedi est un jour férié, l'Éditeur officiel du Québec est autorisé à la publier la veille ou le lundi suivant. La Partie 2 « Lois et règlements » et sa version anglaise Part 2 « Laws and Regulations » sont publiées au moins tous les mercredis. Lorsque le mercredi est un jour férié, l'Éditeur officiel du Québec est autorisé à la publier la veille ou le lendemain.

Partie 2 — LOIS ET RÈGLEMENTS

Internet

La version intégrale de la *Gazette officielle du Québec* Partie 2 est disponible le mercredi à 0 h 01 dans Internet, à l'adresse suivante :

www.publicationsduquebec.gouv.qc.ca

Contenu

La Partie 2 contient :

- 1° les lois sanctionnées avant leur publication dans le recueil annuel des lois ;
- 2° les proclamations des lois ;
- 3° les règlements adoptés par le gouvernement, un ministre ou un groupe de ministres ainsi que les règlements des organismes gouvernementaux et des organismes parapublics visés par la Charte de la langue française (L.R.Q., c. C-11) qui, pour entrer en vigueur, sont soumis à l'approbation du gouvernement, d'un ministre ou d'un groupe de ministres ;
- 4° les décrets du gouvernement, les décisions du Conseil du trésor et les arrêtés ministériels dont la publication à la *Gazette officielle du Québec* est requise par la loi ou par le gouvernement ;
- 5° les règlements et les règles adoptés par un organisme gouvernemental qui, pour entrer en vigueur, ne sont pas soumis à l'approbation du gouvernement, d'un ministre ou d'un groupe de ministres, mais dont la publication à la *Gazette officielle du Québec* est requise par la loi ou par le gouvernement ;
- 6° les règles de pratique adoptées par les tribunaux judiciaires et quasi judiciaires ;
- 7° les projets des textes mentionnés au paragraphe 3° dont la publication à la *Gazette officielle du Québec* est requise par la loi avant leur adoption ou leur approbation par le gouvernement.

Édition anglaise

À l'exception des décrets du gouvernement mentionnés au paragraphe 4°, lesquels sont publiés exclusivement en version française, l'édition anglaise de la *Gazette officielle du Québec* contient le texte anglais intégral des documents mentionnés plus haut.

Tarif*

1. Abonnement annuel :

	Version papier	Internet
Partie 1 « Avis juridiques » :	185 \$	163 \$
Partie 2 « Lois et règlements » :	253 \$	219 \$
Part 2 « Laws and Regulations » :	253 \$	219 \$

2. Acquisition d'un exemplaire imprimé de la *Gazette officielle du Québec* : 9,54 \$.

3. Téléchargement d'un document de la *Gazette officielle du Québec*, Partie 2 version Internet : 6,74 \$.

4. Publication d'un avis dans la Partie 1 : 1,29 \$ la ligne agate.

5. Publication d'un avis dans la Partie 2 : 0,85 \$ la ligne agate. Un tarif minimum de 186 \$ est toutefois appliqué pour toute publication inférieure à 220 lignes agate.

* Les taxes ne sont pas comprises.

Conditions générales

Les manuscrits doivent être reçus à la Division de la *Gazette officielle du Québec* au plus tard à 11 h le lundi précédant la semaine de publication. Les demandes reçues après ce délai sont publiées dans l'édition subséquente. Toute demande doit être accompagnée d'un manuscrit signé. De plus, chaque avis à paraître doit être accompagné de sa version électronique. Cette version doit être acheminée par courrier électronique à l'adresse suivante : gazette.officielle@cspq.gouv.qc.ca

Pour toute demande de renseignements concernant la publication d'avis, veuillez communiquer avec :

Gazette officielle du Québec
1000, route de l'Église, bureau 500
Québec (Québec) G1V 3V9
Téléphone : 418 644-7794
Télécopieur : 418 644-7813
Internet : gazette.officielle@cspq.gouv.qc.ca

Abonnements

Internet : www.publicationsduquebec.gouv.qc.ca

Imprimé :

Les Publications du Québec
Service à la clientèle – abonnements
1000, route de l'Église, bureau 500
Québec (Québec) G1V 3V9
Téléphone : 418 643-5150
Sans frais : 1 800 463-2100
Télécopieur : 418 643-6177
Sans frais : 1 800 561-3479

Toute réclamation doit nous être signalée dans les 20 jours suivant la date d'expédition.

Table des matières

Page

Règlements et autres actes

1070-2010	Partage et cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités	5473A
1071-2010	Partage et cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux	5474A
1077-2010	Régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics, Loi sur le... — Règlement d'application	5476A
1081-2010	Modification du plan de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain et approbation de son plan de conservation	5477A
1095-2010	Fixation des pensions alimentaires pour enfants	5488A
1110-2010	Courtage en services de camionnage en vrac	5491A
1114-2010	Commission de la construction du Québec — Prélèvement	5492A
	Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère	5493A

Projets de règlement

	Enregistrement des exploitations agricoles et paiement des taxes foncières et des compensations	5629A
--	---	-------

Règlements et autres actes

Gouvernement du Québec

Décret 1070-2010, 8 décembre 2010

Loi sur les régimes de retraite des maires et des conseillers des municipalités
(L.R.Q., c. R-16)

Régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités — Partage et cession des droits accumulés — Modifications

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe *j* du premier alinéa de l'article 42 de la Loi sur les régimes de retraite des maires et des conseillers des municipalités (L.R.Q., c. R-16), le gouvernement peut, aux fins de l'article 41.5 de cette loi, fixer les règles applicables à l'établissement des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités, lesquelles peuvent différer de celles autrement applicables en vertu de cette loi, et déterminer les règles, hypothèses et méthodes actuarielles applicables à l'évaluation des droits accumulés, lesquelles peuvent varier selon la nature de ces droits;

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe *k* du premier alinéa de l'article 42 de la Loi sur les régimes de retraite des maires et des conseillers des municipalités, le gouvernement peut déterminer, aux fins de l'article 41.6 de cette loi, les règles, conditions et modalités de l'acquittement des sommes attribuées au conjoint et, le cas échéant, les intérêts à verser sur ces sommes;

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe *l* du premier alinéa de l'article 42 de la Loi sur les régimes de retraite des maires et des conseillers des municipalités, le gouvernement peut prévoir, aux fins de l'article 41.8 de cette loi, les règles, hypothèses et méthodes actuarielles pour réduire toute somme payable en vertu du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités, lesquelles peuvent varier selon la nature du droit dont découle une telle somme;

ATTENDU QUE le gouvernement a pris le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités édicté par le décret numéro 1752-91 du 18 décembre 1991;

ATTENDU QU'il y a lieu de modifier ce règlement;

ATTENDU QUE, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), le projet de règlement intitulé « Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités » a été publié à la *Gazette officielle du Québec* du 22 septembre 2010, partie 2, accompagné d'un avis mentionnant qu'il pourrait être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QU'il y a lieu d'édicter ce règlement sans modification;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire :

QUE le Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités, annexé au présent décret, soit édicté.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités*

Loi sur les régimes de retraite des maires et des conseillers des municipalités
(L.R.Q., c. R-16, a. 42, par. *j*, *k* et *l*)

1. Le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités est modifié par le remplacement de l'article 8 par le suivant :

* Aucune modification n'a été apportée au Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités, édicté par le décret numéro 1752-91 du 18 décembre 1991 (1992, *G.O.* 2, 3).

« 8. Dans le présent article, l'expression « normes de l'ICA » réfère aux normes de pratique intitulées « Normes de pratique applicables aux régimes de retraite - 3800 Valeurs actualisées des rentes » de l'Institut canadien des actuaires, en vigueur depuis le 1^{er} février 2005 et périodiquement révisées.

La méthode actuarielle des prestations est établie en utilisant la méthode de « répartition des prestations » et elle correspond à la somme de 95 % de celle établie pour un homme et de 5 % de celle pour une femme.

Elle est également établie en utilisant les hypothèses actuarielles suivantes :

1^o les taux de mortalité :

Les taux de mortalité sont ceux établis conformément aux normes de l'ICA.

2^o les taux d'intérêt :

Les taux d'intérêt sont ceux établis conformément aux normes de l'ICA ;

Le résultat doit être ajusté conformément aux normes de l'ICA.

3^o le taux d'abandon d'emploi : nul

4^o le taux d'invalidité : nul

5^o la proportion des personnes mariées au décès :

Âge	Homme	Femme
18-64 ans	85 %	65 %
65-79 ans	80 %	30 %
80-109 ans	60 %	10 %
110 ans	0 %	0 %

6^o l'écart entre l'âge des conjoints au décès :

a) le conjoint de sexe masculin du bénéficiaire est présumé être son aîné de 1 an ;

b) le conjoint de sexe féminin du bénéficiaire est présumé être son cadet de 4 ans. ».

2. L'article 15 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« 15. Des intérêts composés annuellement et accumulés à compter de la date d'évaluation jusqu'à celle de l'acquittement doivent être ajoutés aux sommes attribuées au conjoint au taux prévu en vertu de l'article 1.1 du Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des élus municipaux, édicté par le décret 1742-89 du 15 novembre 1989, en vigueur à la date d'évaluation. Toutefois, lorsque cette date est antérieure au 1^{er} juin 2007, le taux d'intérêt applicable est de 4,10 %. ».

3. Ce règlement est modifié par l'ajout, après l'article 18, de la section suivante :

« SECTION V DISPOSITION TRANSITOIRE

18.1. Pour l'application de l'article 17, le montant de pension qui serait obtenu à partir des sommes attribuées au conjoint à la date d'évaluation est établi à cette date suivant la méthode et les hypothèses actuarielles qui ont été utilisées pour l'évaluation des droits accumulés. ».

4. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2011.

54756

Gouvernement du Québec

Décret 1071-2010, 8 décembre 2010

Loi sur le régime de retraite des élus municipaux (L.R.Q., c. R-9.3)

Régime de retraite des élus municipaux — Partage et cession des droits accumulés — Modifications

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe 4.3^o du premier alinéa de l'article 75 de la Loi sur le régime de retraite des élus municipaux (L.R.Q., c. R-9.3), le gouvernement peut, aux fins de l'article 63.2 de cette loi, fixer les règles applicables à l'établissement des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux, lesquelles peuvent différer de celles autrement applicables en vertu de cette loi, et déterminer les règles, hypothèses et méthodes actuarielles applicables à l'évaluation des droits accumulés, lesquelles peuvent varier selon la nature de ces droits;

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe 4.4° du premier alinéa de l'article 75 de la Loi sur le régime de retraite des élus municipaux, le gouvernement peut déterminer, aux fins de l'article 63.3 de cette loi, les règles, conditions et modalités de l'acquiescement des sommes attribuées au conjoint et, le cas échéant, les intérêts à verser sur ces sommes;

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe 4.5° du premier alinéa de l'article 75 de la Loi sur le régime de retraite des élus municipaux, le gouvernement peut prévoir, aux fins de l'article 63.5 de cette loi, les règles, hypothèses et méthodes actuarielles pour réduire toute somme payable en vertu du régime de retraite des élus municipaux, lesquelles peuvent varier selon la nature du droit dont découle une telle somme;

ATTENDU QUE le gouvernement a pris le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux édicté par le décret numéro 1753-91 du 18 décembre 1991, modifié la dernière fois par le règlement édicté par le décret numéro 1431-98 du 27 novembre 1998;

ATTENDU QU'il y a lieu de modifier de nouveau ce règlement;

ATTENDU QUE, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), le projet de règlement intitulé « Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux » a été publié à la *Gazette officielle du Québec* du 22 septembre 2010, Partie 2, accompagné d'un avis mentionnant qu'il pourrait être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QU'il y a lieu d'édicter ce règlement sans modification;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire :

QUE le Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux, annexé au présent décret, soit édicté.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

Règlement modifiant le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux*

Loi sur le régime de retraite des élus municipaux (L.R.Q., c. R-9.3, a. 75, par. 4.3°, 4.4° et 4.5°)

1. Le Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux est modifié par le remplacement de l'article 7 par le suivant :

« 7. Dans le présent article, l'expression « normes de l'ICA » réfère aux normes de pratique intitulées « Normes de pratique applicables aux régimes de retraite - 3800 Valeurs actualisées des rentes » de l'Institut canadien des actuaires, en vigueur depuis le 1^{er} février 2005 et périodiquement révisées.

La méthode actuarielle des prestations est établie en utilisant la méthode de « répartition des prestations » et elle correspond à la somme de 80 % de celle établie pour un homme et de 20 % de celle pour une femme.

Elle est également établie en utilisant les hypothèses actuarielles suivantes :

1° les taux de mortalité :

Les taux de mortalité sont ceux établis conformément aux normes de l'ICA.

2° les taux d'intérêt :

a) les taux d'intérêt pour les prestations pleinement indexées ou non indexées sont ceux établis conformément aux normes de l'ICA;

b) les taux d'intérêt pour les prestations partiellement indexées sont déterminés selon la formule suivante :

$$((1 + \text{taux d'intérêt d'une prestation non indexée}) / (1 + \text{taux d'indexation d'une prestation indexée partiellement})) - 1$$

Le résultat doit être ajusté conformément aux normes de l'ICA.

* Les dernières modifications au Règlement sur le partage et la cession des droits accumulés au titre du régime de retraite des élus municipaux, édicté par le décret numéro 1753-91 du 18 décembre 1991 (1992, *G.O.* 2, 7), ont été apportées par le règlement édicté par le décret numéro 1431-98 du 27 novembre 1998 (1998, *G.O.* 2, 6535). Pour les modifications antérieures, voir le « Tableau des modifications et Index sommaire », Éditeur officiel du Québec, 2010, à jour au 1^{er} octobre 2010.

3° le taux d'indexation :

a) le taux d'indexation pour une prestation pleinement indexée du taux de l'augmentation de l'indice des rentes est calculé de la manière décrite dans les normes de l'ICA;

b) le taux d'indexation pour une prestation indexée de l'excédent du taux de l'augmentation de l'indice des rentes " IR " sur 3 % correspond à l'excédent du taux d'indexation calculé de la manière prévue au sous-paragraphe a sur 3 %.

Afin de prendre en compte les fluctuations du taux d'inflation, les ajouts suivants sont faits aux résultats des formules effectives d'indexation pour le calcul des valeurs actuarielles :

Niveau d'inflation	Ajout au résultat de la formule IR-3 %	Taux d'indexation ajusté
0,5	0,1	0,1
1,0	0,1	0,1
1,5	0,3	0,3
2,0	0,5	0,5
2,5	0,7	0,7
3,0	1,0	1,0
3,5	0,8	1,3
4,0	0,6	1,6
4,5	0,5	2,0
5,0	0,4	2,4

4° le taux d'abandon d'emploi : nul

5° le taux d'invalidité : nul

6° la proportion des personnes mariées au décès :

Âge	Homme	Femme
18-64 ans	85 %	65 %
65-79 ans	80 %	30 %
80-109 ans	60 %	10 %
110 ans	0 %	0 %

7° l'écart entre l'âge des conjoints au décès :

a) le conjoint de sexe masculin du bénéficiaire est présumé être son aîné de 1 an;

b) le conjoint de sexe féminin du bénéficiaire est présumé être son cadet de 4 ans. ».

2. L'article 14 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« **14.** Des intérêts composés annuellement et accumulés à compter de la date d'évaluation jusqu'à celle de l'acquittement doivent être ajoutés aux sommes attribuées au conjoint au taux prévu en vertu de l'article 1.1 du Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des élus municipaux, édicté par le décret 1742-89 du 15 novembre 1989, en vigueur à la date d'évaluation. Toutefois, lorsque cette date est antérieure au 1^{er} juin 2007, le taux d'intérêt applicable est de 4,10 % . ».

3. Ce règlement est modifié par l'ajout, après l'article 22, de la section suivante :

« SECTION V DISPOSITION TRANSITOIRE

22.1. Pour l'application des articles 18, 19 et 20, le montant de pension qui serait obtenu à partir des sommes attribuées au conjoint à la date d'évaluation est établi à cette date suivant la méthode et les hypothèses actuarielles qui ont été utilisées pour l'évaluation des droits accumulés. ».

4. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2011.

54757

Gouvernement du Québec

Décret 1077-2010, 8 décembre 2010

Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics (L.R.Q., c. R-10)

Règlement d'application — Modification

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics

ATTENDU QUE, en vertu de l'article 177 de la Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics (L.R.Q., c. R-10) et du paragraphe 18° du premier alinéa de l'article 134 de cette loi, le gouvernement peut, par règlement, réviser le taux de cotisation du régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics; ce taux est basé

sur le résultat de l'évaluation actuarielle de ce régime et est ajusté à compter du 1^{er} janvier suivant la réception, par la ministre, du rapport de l'actuaire-conseil;

ATTENDU QUE la ministre a reçu le rapport de l'actuaire-conseil le 8 novembre 2010;

ATTENDU QUE ce rapport est à l'effet que le taux de cotisation devrait être majoré;

ATTENDU QUE, en vertu du premier alinéa de l'article 134 de cette loi, le gouvernement édicte ce règlement après consultation par la Commission administrative des régimes de retraite et d'assurances auprès du Comité de retraite visé à l'article 163 de cette loi;

ATTENDU QUE le gouvernement a édicté le Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics par le décret numéro 1845-88 du 14 décembre 1988;

ATTENDU QU'il y a lieu de modifier ce règlement;

ATTENDU QUE le Comité de retraite a été consulté;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation de la ministre responsable de l'Administration gouvernementale et présidente du Conseil du trésor :

QUE le Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics, ci-annexé, soit édicté.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics*

Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics (L.R.Q., c. R-10, a. 134, 1^{er} al., par. 18^o et a. 177)

1. L'article 39 du Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics est modifié :

* Les dernières modifications au Règlement d'application de la Loi sur le régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics, édicté par le décret numéro 1845-88 du 14 décembre 1988 (1988, *G.O.* 2, 6042) ont été apportées par le règlement édicté par la décision du Conseil du trésor numéro 209326 du 21 septembre 2010 (2010, *G.O.* 2, 4097). Pour les modifications antérieures à ce règlement, voir le « Tableau des modifications et Index sommaire », Éditeur officiel du Québec, 2010, à jour au 1^{er} octobre 2010.

1^o par le remplacement de « 1^{er} janvier 2008 » par « 1^{er} janvier 2011 »;

2^o par le remplacement de « 8,19 % » par « 8,69 % ».

2. Le présent règlement entre en vigueur le jour de son édicition.

54758

Gouvernement du Québec

Décret 1081-2010, 8 décembre 2010

Loi sur la conservation du patrimoine naturel (L.R.Q., c. C-61.01)

CONCERNANT la modification du plan de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain et l'approbation de son plan de conservation

ATTENDU QUE, en vertu du premier alinéa de l'article 16 de la Loi concernant la délimitation du domaine hydrique de l'État et la protection de milieux humides le long d'une partie de la rivière Richelieu (2009, c. 31), le territoire des zones désignées comme zones « A » sur la carte reproduite à l'annexe I de cette loi est réputé être constitué, le 19 juin 2009, en réserve de biodiversité projetée conformément au titre III de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel (L.R.Q., c. C-61.01), pour une période de quatre ans débutant à cette date sous le nom provisoire de Réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain;

ATTENDU QUE, en vertu de l'article 31 de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel, le ministre peut modifier, remplacer ou abroger le plan d'un territoire mis en réserve en vertu du premier alinéa de l'article 27 ou le plan de conservation établi pour celui-ci, la modification ou le remplacement d'un plan n'ayant pas pour effet d'interrompre la durée de la mise en réserve déjà effectuée;

ATTENDU QUE, aux fins de régulariser certaines occupations existantes dans cette réserve de biodiversité projetée, il y a lieu d'en modifier les limites et ainsi rendre possible l'aliénation des terrains nécessaires à cette régularisation;

ATTENDU QUE, aux fins d'introduire ces modifications et de respecter le délai accordé par le décret numéro 1267-2009 du 2 décembre 2009 pour publier le plan de

conservation de cette aire protégée, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a dressé le plan révisé de cette réserve de biodiversité projetée et a établi son plan de conservation, ces plans étant joints au présent décret;

ATTENDU QU'il est opportun que ces plans modifiés entrent en vigueur à la date de leur publication à la *Gazette officielle du Québec*;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs :

QUE soient approuvés le plan modifié de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain ainsi que son plan de conservation, joints au présent décret;

QUE ces plans prennent effet à la date de leur publication à la *Gazette officielle du Québec* avec le présent décret.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

STRATÉGIE QUÉBÉCOISE SUR LES AIRES PROTÉGÉES



Réserve de
biodiversité
projetée
Samuel-De
Champlain

Plan de conservation



Novembre 2010

1.1. Statut de protection et toponyme

Le statut de protection du territoire décrit ci-après est celui de réserve de biodiversité projetée, statut régi par la Loi sur la conservation du patrimoine naturel (L.R.Q. c. C-61.01).

Le statut de protection permanent envisagé est celui de « réserve de biodiversité », ce statut étant régi par la Loi sur la conservation du patrimoine naturel.

Le toponyme provisoire retenu est « Réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain ». Le toponyme officiel sera déterminé lors de l'attribution d'un statut permanent de protection au territoire.

Le statut visé de la réserve de biodiversité projetée poursuivra les objectifs de conservation suivants :

- la conservation de milieux humides exceptionnels dans la province des Basses-terres du Saint-Laurent;
- le maintien de la biodiversité des milieux humides;
- la protection accrue des habitats fauniques et floristiques;
- l'acquisition de connaissances supplémentaires sur le patrimoine naturel.

2.1. Plan et description

2.1. Situation géographique, limites et dimensions

Les limites et la localisation de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain apparaissent au plan constituant l'annexe 1.

La réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain est située dans la région administrative de la Montérégie et est constituée de 18 secteurs répartis entre le 45°0'36'' et le 45°12'12'' de latitude nord et le 73°14'32'' et le 73°21'38'' de longitude ouest. Elle est localisée à environ de 11 km au sud de Saint-Jean-sur-Richelieu, à environ 11 km à l'ouest de Napierville et elle jouxte la frontière américaine au sud. Cette réserve de biodiversité projetée couvre une superficie de 4,87 km² (487 ha) laquelle se répartie entre les municipalités de Sainte-Anne-de-Sabrevois, d'Henryville, de Saint-Paul-de-l'Île-aux-Noix et de Lacolle. Toutes ces municipalités font partie

de la municipalité régionale du Haut-Richelieu en Montérégie. Cinq terrains enclavés d'une superficie totale de 10 050 m² ont été exclus des limites de la réserve de biodiversité projetée.

2.2. Portrait écologique

La réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain est comprise dans la région naturelle de la Plaine du Haut Saint-Laurent sise au coeur de la province naturelle des Basses-terres du Saint-Laurent. De façon plus précise, elle se trouve en majorité au sein de l'ensemble physiographique du Lac Champlain alors qu'une petite portion de la section nord de la réserve de biodiversité projetée fait partie de l'ensemble physiographique de la Plaine de St-Jean - Beauharnois. La réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain vise la protection de milieux humides contenus dans certaines portions de la rivière Richelieu.

2.2.1. Éléments représentatifs

Climat : Le territoire est sous l'influence d'un climat continental dont la température moyenne est modérée (4,5°C à 6,6°C), le niveau de précipitations annuelles est de type sub-humide (800 à 1359 mm) et la saison de croissance est de durée longue (180 à 209 j).

Géologie et géomorphologie : Le territoire de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain appartient à la province géologique de la Plate-forme du Saint-Laurent. L'assise géologique est principalement composée de roches sédimentaires métamorphisées de la formation de Stony Point datant de l'Ordovicien (shale, ardoise, dolomie, mudstone, siltstone dolomitique et mudstone calcaireux). Au plan géomorphologique, l'élément dominant est la présence de dépôts organiques typiques des milieux humides de la plaine inondable. Des dépôts marins argileux provenant de l'ancienne mer de Champlain sont aussi retrouvés dans le territoire de la réserve de biodiversité projetée de même que des alluvions fluviales observées à l'endroit d'anciens méandres près de la rivière actuelle. Dans la réserve de biodiversité projetée, la topographie est peu prononcée et l'altitude varie entre 28 m et 33 m.

Hydrographie : La réserve de biodiversité projetée protège près de 48 ha d'eau libre peu profonde, 171 ha de marais et 192 ha de marécages. De plus, cette aire protégée projetée permet la protection de 573 m du ruisseau Paquette et de plus de 1,6 km de ruisseaux dont l'extrémité aval se

situé au sein du lit majeur de la rivière Richelieu. La totalité de l'aire protégée fait partie du bassin versant de la rivière Richelieu.

Flore : Le territoire appartient au domaine bioclimatique de l'Érablière à caryer cordiforme dans la sous-zone de la forêt décidue. La végétation de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain est constituée de forêts feuillues en milieu humide sur 29 % (143 ha) du territoire protégé. Ces marécages arborescents sont surtout constitués d'érablière à érable argenté (*Acer saccharinum*), mais des frênes noirs (*Fraxinus nigra*), des caryers cordiformes (*Carya cordiformis*), des ormes d'Amérique (*Ulmus americana*) et des chênes bicolores (*Quercus bicolor*) y sont aussi présents. En ce qui concerne l'âge des peuplements, 39% du milieu forestier de la réserve de biodiversité projetée, soit 55 ha, est constitué de vieux peuplements à structure inéquienne.

Faune : Les milieux humides retrouvés dans la réserve de biodiversité projetée sont un habitat important pour une grande variété d'espèces d'amphibiens, d'oiseaux et de mammifères. Le territoire de l'aire protégée contient notamment des milieux désignés comme habitats fauniques tels que des habitats du rat musqué, une héronnière et des aires de concentration d'oiseaux aquatiques. Plusieurs secteurs de la région sont particulièrement exceptionnels au plan faunique et sont inclus en partie au sein de la réserve de biodiversité projetée. Notons par exemple les secteurs de la Baie des Anglais et du marais adjacent à l'embouchure de la rivière du Sud et le secteur du ruisseau Bleury. Ce dernier a été identifié comme zone de reproduction pour les espèces d'eau lente et on y retrouve une frayère pour le grand brochet. Une aire de concentration d'oiseaux aquatiques et un habitat du rat musqué sont aussi répertoriés dans ce secteur. Ce site d'intérêt faunique est un ensemble de milieux humides avec herbiers aquatiques, marais, marécages, prairies humides et terres agricoles. Le ruisseau Bleury est également d'intérêt pour l'herpétofaune en général. Le site est notamment reconnu comme présentant un haut potentiel de présence de tortue-molle à épines. De plus, les herbiers aquatiques du lit majeur de la rivière Richelieu et les plaines inondables de la région sont des milieux importants pour la fraie de nombreuses espèces de poissons d'eau chaude. L'embouchure du ruisseau Faddentown et la plaine inondable au sud de la Pointe du Gouvernement sont d'ailleurs des secteurs identifiés comme zone de reproduction du poisson. Cinquante-six espèces de poissons ont été recensées dans la rivière Richelieu.

2.2.2. Éléments remarquables

Flore : Plusieurs espèces floristiques rares ou bénéficiant d'un statut de protection sont observées à l'intérieur des limites de la réserve de biodiversité projetée. On y retrouve des espèces végétales classées susceptibles d'être désignées comme vulnérables ou menacées au Québec telles que le carex à gaine tronquée (*Carex annectens*), le chêne bicolore (*Quercus bicolor*), le lysimaque hybride (*Lysimachia hybrida*), le lycophe de Virginie (*Lycopus virginicus*), le scirpe à soies inégales (*Scirpus heterochaetus*) et la zizanie à fleurs blanches (*Zizania aquatica* var. *aquatica*). Une plante désignée en tant qu'espèce menacée au Québec, le carex faux-lupulina (*Carex lupuliformis*) y est aussi observée.

Faune : Une espèce susceptible d'être désignée vulnérable ou menacée occupe le territoire de la réserve de biodiversité projetée, le chevalier de rivière (*Moxostoma carinatum*). Deux espèces désignées vulnérables sont aussi observées dans la réserve, la tortue géographique (*Graptemys geographica*) et le petit blongios (*Ixobrychus exilis*) ainsi qu'une espèce désignée menacée, la tortue-molle à épines (*Apalone spinifera*).

2.3. Occupations et usages du territoire

Cinq terrains sont exclus de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain de façon à permettre de régulariser la situation de certains de ses occupants suite à l'adoption de la Loi concernant la délimitation du domaine hydrique de l'État et la protection de milieux humides le long d'une partie de la rivière Richelieu (2009, c. 31).

Quelques voies de communication permettent d'accéder et de circuler à la périphérie et à l'intérieur de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain. La route 223 et les chemins associés permettent d'accéder aux secteurs ouest de la réserve de biodiversité projetée alors que le chemin du Bord-de-l'eau et les chemins associés permettent d'accéder aux secteurs est. La route 202, exclue de la réserve de biodiversité projetée, traverse l'île Ash et permet de faire le lien entre les sections ouest et est. Des servitudes de passage et d'entretien seront octroyées afin de permettre l'accès par voie terrestre à une résidence permanente et à trois chalets. Des lignes de distribution électrique de la Société Hydro-Québec traversent des portions du territoire de la réserve de biodiversité projetée afin de desservir une résidence permanente et

quatre chalets. Le cas échéant, des servitudes pourraient aussi être octroyées pour permettre le passage et l'entretien de lignes de raccordement électrique privées reliant ces bâtiments au réseau d'Hydro-Québec.

La rivière Richelieu étant une voie navigable, de nombreuses embarcations motorisées sillonnent ses eaux engendrant de l'érosion et un dérangement important au niveau de la flore et de la faune de ses rivages.

Les milieux humides retrouvés dans la réserve de biodiversité projetée sont utilisés par nombre de chasseurs, piégeurs et pêcheurs. Les marécages, marais et herbiers sont particulièrement favorables à la chasse à la sauvagine et au piégeage des animaux à fourrure tels le rat musqué commun (*Ondatra zibethicus*) et le vison d'Amérique (*Mustela vison*). Le territoire figure dans l'unité de gestion des animaux à fourrure (UGAF) 16 ainsi que dans la zone de chasse 8 ouest.

3. Régime des activités

3.1. Activités régies par la Loi sur la conservation du patrimoine naturel

Les activités exercées à l'intérieur de la réserve projetée sont principalement régies par les dispositions de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel.

Rappelons qu'en vertu de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel, les principales activités interdites dans un territoire bénéficiant d'un statut de réserve de biodiversité projetée sont les suivantes :

- l'exploitation minière, gazière ou pétrolière;
- l'aménagement forestier au sens de l'article 3 de la Loi sur les forêts (L.R.Q., c. F-4.1);
- l'exploitation des forces hydrauliques et toute production commerciale ou industrielle d'énergie.

Le présent plan de conservation prévoit, sous réserve d'une autorisation du ministre et du respect des conditions de réalisation fixées par lui, que sont également interdites dans la réserve de biodiversité projetée :

les activités d'exploration minières, gazières ou pétrolières, de recherche de saumure ou de réservoir souterrain, de prospection, fouille ou sondage, si celles-ci ne sont pas déjà

autorisées par le ministre des Ressources naturelles et de la Faune en date du 19 juin 2009, lorsque ces activités nécessitent du décapage, du creusage de tranchées, de l'excavation ou du déboisement;

toute nouvelle attribution d'un droit d'occupation à des fins de villégiature;

les travaux de terrassement ou de construction.

Toutes les autres activités sont permises.

Les activités permises et interdites envisagées pour la période qui fait suite à l'octroi d'un statut permanent par le gouvernement s'inspireront, dans leurs grandes lignes, sur les dispositions approuvées par le gouvernement lors de l'adoption le 20 février 2008 du décret 136-2008 concernant les « Modifications aux plans de conservation des réserves de biodiversité et aquatiques projetées » en apportant toutefois les changements nécessaires pour tenir compte des caractéristiques particulières de cette réserve de biodiversité projetée entièrement située au sein du domaine hydrique de l'État et de l'application de l'article 46 de la loi.

3.2 Activités régies par d'autres lois

Certaines activités susceptibles d'être exercées à l'intérieur de la réserve projetée sont également régies par d'autres dispositions législatives et réglementaires applicables, dont celles qui requièrent la délivrance d'un permis ou d'une autorisation ou le paiement de certains droits. L'exercice de certaines activités peut aussi être prohibé ou limité en vertu d'autres lois ou règlements applicables sur le territoire de la réserve projetée.

Dans cette réserve de biodiversité projetée, un encadrement juridique particulier peut, notamment dans les domaines suivants, baliser les activités permises :

- Protection de l'environnement : mesures prévues en particulier par la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2) et sa réglementation;
- Espèces floristiques désignées menacées ou vulnérables : mesures interdisant notamment le prélèvement de ces espèces en vertu de la Loi sur les espèces menacées ou vulnérables (L.R.Q., c. E-12.01);
- Exploitation et conservation des ressources fauniques: mesures prévues par la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune et sa réglementation (L.R.Q., c. C-

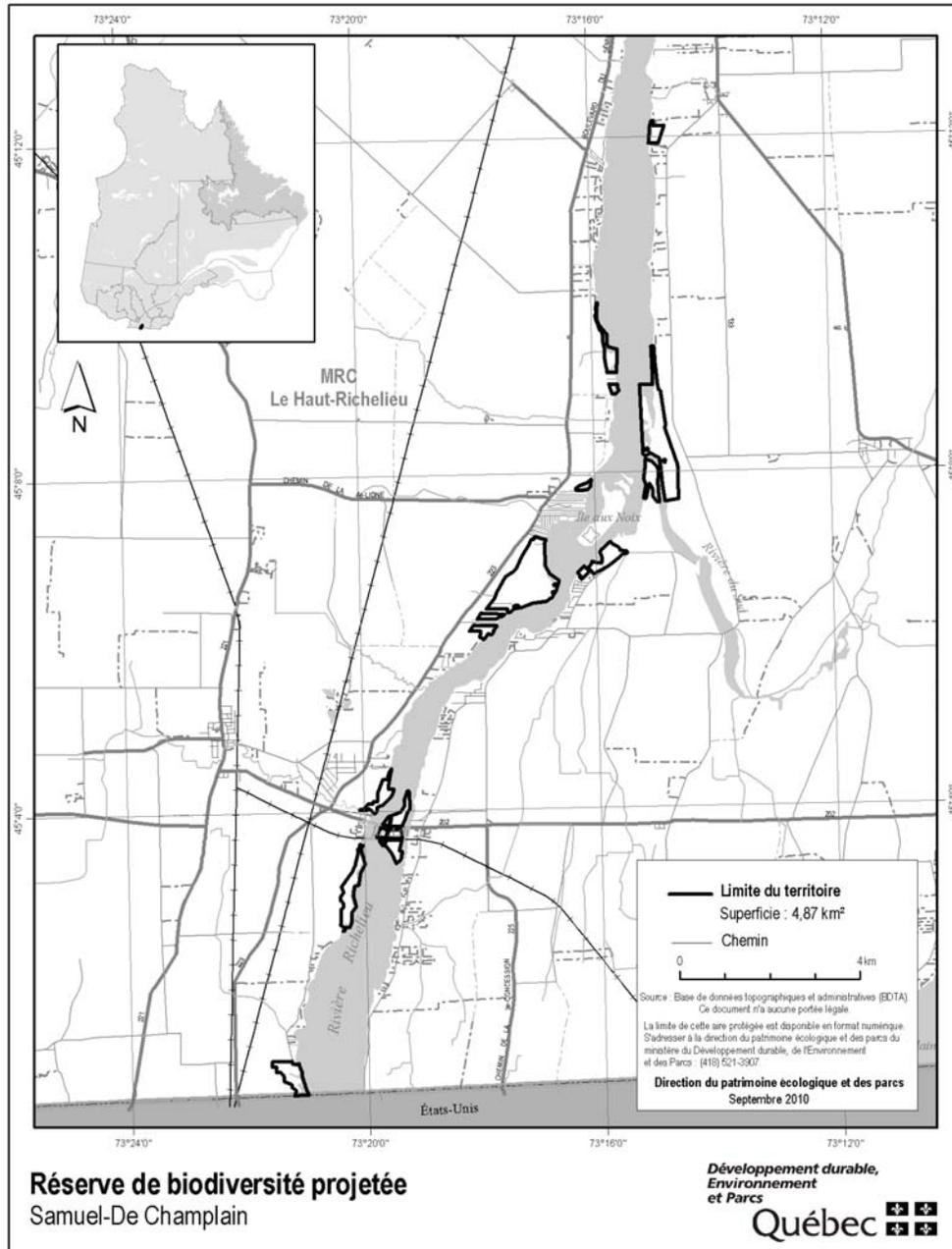
61.1), dont les dispositions se rapportant aux pourvoies et aux réserves de castor, ainsi que les mesures contenues dans les lois fédérales applicables, dont la réglementation sur les pêches;

- Recherche archéologique : mesures prévues en particulier par la Loi sur les biens culturels (L.R.Q., c. B-4);
- Accès et droits fonciers liés au domaine hydrique de l'État : mesures prévues par la Loi sur le régime des eaux (L.R.Q., c. R-13) et la Loi sur les terres du domaine de l'État (L.R.Q., c. T-8.1);
- Normes de construction et d'aménagement : mesures réglementaires adoptées par les autorités municipales régionales et locales en vertu des lois qui leur sont applicables.

4. Responsabilités du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs

La conservation et la gestion de la réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain relèvent du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Il veille notamment à la surveillance et au contrôle des activités qui peuvent s'y dérouler. Dans sa gestion, le ministre bénéficie de la collaboration et de la participation d'autres intervenants gouvernementaux qui détiennent des responsabilités spécifiques sur ce territoire ou à proximité de celui-ci, tel que le ministre des Ressources naturelles et de la Faune. L'exercice de leurs attributions tiendra notamment compte de la protection souhaitée pour ces milieux naturels et du statut de protection qui leur est maintenant accordé. Aucune mesure de conservation supplémentaire ou de zonage n'est, à ce stade-ci, envisagée.

ANNEXE 1
PLAN DE LA RÉSERVE DE BIODIVERSITÉ PROJETÉE
SAMUEL-DE CHAMPLAIN



Gouvernement du Québec

Décret 1095-2010, 8 décembre 2010

Code de procédure civile
(L.R.Q., c. C-25)

Fixation des pensions alimentaires pour enfants — Modification

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement sur la fixation des pensions alimentaires pour enfants

ATTENDU QUE, en vertu de l'article 825.8 du Code de procédure civile (L.R.Q., c. C-25), le gouvernement établit, par règlement, des normes permettant de fixer la pension alimentaire exigible d'un parent pour son enfant, en fonction notamment de la contribution alimentaire de base à laquelle les deux parents devraient ensemble être tenus à l'égard de l'enfant, des frais de garde, frais d'études postsecondaires et frais particuliers relatifs à celui-ci et du temps de garde assumé par les parents à son endroit;

ATTENDU QUE, en vertu de cet article, le gouvernement prescrit à cette fin l'utilisation d'un formulaire, lequel est assorti d'une table déterminant, à partir du revenu disponible des parents et du nombre de leurs enfants, la valeur de leur contribution alimentaire de base, de même que la production de tout document au soutien de ce formulaire;

ATTENDU QUE, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), un projet du Règlement modifiant le Règlement sur la fixation des pensions alimentaires pour enfants a été publié à la Partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* du 13 octobre 2010 avec avis que ce règlement pourrait être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QU'il y a lieu d'édicter ce règlement sans modifications;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de la Justice :

QUE le Règlement modifiant le Règlement sur la fixation des pensions alimentaires pour enfants, annexé au présent décret, soit édicté.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

Règlement modifiant le Règlement sur la fixation des pensions alimentaires pour enfants*

Code de procédure civile
(L.R.Q., c. C-25, a. 825.8)

1. L'annexe II du Règlement sur la fixation des pensions alimentaires pour enfants est remplacée par l'annexe II jointe au présent règlement.

2. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2011.

* Les dernières modifications au Règlement sur la fixation des pensions alimentaires pour enfants, édicté par le décret n° 484-97 du 9 avril 1997 (1997, *G.O.* 2, 2117) (Erratum 2605), ont été apportées par le règlement édicté par le décret n° 1291-2009 du 2 décembre 2009 (2009, *G.O.* 2, 5917). Pour les modifications antérieures, voir le « Tableau des modifications et Index sommaire », Éditeur officiel du Québec, 2010, à jour au 1^{er} octobre 2010.

ANNEXE II

(a. 3)

TABLE DE FIXATION DE LA CONTRIBUTION ALIMENTAIRE PARENTALE DE BASE
(Applicable à compter du 1^{er} janvier 2011)

Revenu disponible des parents (\$)	Contribution alimentaire annuelle de base (\$)					
	Nombre d'enfants					
	1 enfant	2 enfants	3 enfants	4 enfants	5 enfants	6 enfants ⁽¹⁾
1 - 1 000	500	500	500	500	500	500
1 001 - 2 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
2 001 - 3 000	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
3 001 - 4 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
4 001 - 5 000	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
5 001 - 6 000	2 620	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
6 001 - 7 000	2 690	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500
7 001 - 8 000	2 760	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
8 001 - 9 000	2 820	4 410	4 500	4 500	4 500	4 500
9 001 - 10 000	2 890	4 530	5 000	5 000	5 000	5 000
10 001 - 12 000	3 050	4 730	5 600	6 000	6 000	6 000
12 001 - 14 000	3 200	4 980	5 900	6 850	7 000	7 000
14 001 - 16 000	3 400	5 240	6 260	7 280	8 000	8 000
16 001 - 18 000	3 590	5 530	6 650	7 760	8 890	9 000
18 001 - 20 000	3 800	5 840	7 060	8 300	9 520	10 000
20 001 - 22 000	4 080	6 250	7 600	8 930	10 260	11 000
22 001 - 24 000	4 300	6 610	8 050	9 470	10 920	12 000
24 001 - 26 000	4 530	6 970	8 500	10 030	11 580	13 000
26 001 - 28 000	4 750	7 260	8 950	10 600	12 290	13 950
28 001 - 30 000	4 970	7 560	9 320	11 110	12 890	14 680
30 001 - 32 000	5 160	7 820	9 720	11 630	13 510	15 410
32 001 - 34 000	5 340	8 070	10 110	12 100	14 110	16 130
34 001 - 36 000	5 550	8 340	10 470	12 590	14 710	16 840
36 001 - 38 000	5 710	8 620	10 770	12 940	15 110	17 270
38 001 - 40 000	5 930	8 870	11 090	13 320	15 560	17 770
40 001 - 42 000	6 130	9 130	11 440	13 710	16 000	18 290
42 001 - 44 000	6 340	9 410	11 750	14 070	16 410	18 740
44 001 - 46 000	6 540	9 650	12 060	14 470	16 860	19 280
46 001 - 48 000	6 730	9 960	12 420	14 910	17 390	19 870
48 001 - 50 000	6 930	10 190	12 770	15 330	17 900	20 460
50 001 - 52 000	7 130	10 460	13 120	15 790	18 430	21 100
52 001 - 54 000	7 330	10 750	13 470	16 190	18 930	21 660
54 001 - 56 000	7 510	11 000	13 820	16 670	19 490	22 310
56 001 - 58 000	7 720	11 270	14 170	17 060	19 980	22 880
58 001 - 60 000	7 910	11 520	14 510	17 490	20 490	23 470
60 001 - 62 000	8 100	11 780	14 840	17 910	20 970	24 020
62 001 - 64 000	8 280	12 020	15 190	18 340	21 500	24 660
64 001 - 66 000	8 460	12 290	15 530	18 760	21 990	25 220
66 001 - 68 000	8 660	12 510	15 820	19 150	22 470	25 800
68 001 - 70 000	8 800	12 730	16 130	19 560	22 980	26 390
70 001 - 72 000	8 950	12 940	16 430	19 900	23 400	26 880
72 001 - 74 000	9 090	13 130	16 700	20 270	23 850	27 410
74 001 - 76 000	9 260	13 320	16 970	20 630	24 300	27 950
76 001 - 78 000	9 360	13 460	17 170	20 890	24 600	28 310
78 001 - 80 000	9 480	13 630	17 410	21 170	24 940	28 710
80 001 - 82 000	9 590	13 780	17 600	21 430	25 250	29 080
82 001 - 84 000	9 700	13 930	17 820	21 700	25 590	29 470
84 001 - 86 000	9 870	14 080	18 030	21 950	25 900	29 830
86 001 - 88 000	9 950	14 210	18 190	22 190	26 180	30 170
88 001 - 90 000	10 030	14 330	18 340	22 370	26 390	30 420
90 001 - 92 000	10 110	14 440	18 540	22 600	26 700	30 770
92 001 - 94 000	10 210	14 570	18 690	22 800	26 900	31 020
94 001 - 96 000	10 310	14 690	18 860	23 020	27 200	31 350
96 001 - 98 000	10 380	14 800	18 990	23 210	27 420	31 640
98 001 - 100 000	10 480	14 900	19 150	23 370	27 620	31 870

TABLE DE FIXATION DE LA CONTRIBUTION ALIMENTAIRE PARENTALE DE BASE
(Applicable à compter du 1^{er} janvier 2011)

Revenu disponible des parents (\$)	Contribution alimentaire annuelle de base (\$)					
	Nombre d'enfants					
	1 enfant	2 enfants	3 enfants	4 enfants	5 enfants	6 enfants ⁽¹⁾
100 001 - 102 000	10 560	15 010	19 300	23 580	27 870	32 160
102 001 - 104 000	10 630	15 100	19 450	23 740	28 100	32 410
104 001 - 106 000	10 720	15 210	19 580	23 950	28 320	32 680
106 001 - 108 000	10 790	15 330	19 750	24 140	28 570	32 950
108 001 - 110 000	10 860	15 420	19 910	24 330	28 790	33 210
110 001 - 112 000	10 960	15 520	20 050	24 490	29 030	33 490
112 001 - 114 000	11 040	15 620	20 210	24 690	29 280	33 750
114 001 - 116 000	11 130	15 730	20 350	24 880	29 500	34 020
116 001 - 118 000	11 220	15 840	20 510	25 050	29 740	34 300
118 001 - 120 000	11 290	15 930	20 650	25 260	29 950	34 530
120 001 - 122 000	11 360	16 020	20 770	25 410	30 160	34 780
122 001 - 124 000	11 420	16 130	20 920	25 590	30 380	35 020
124 001 - 126 000	11 500	16 220	21 050	25 740	30 600	35 280
126 001 - 128 000	11 590	16 310	21 210	25 920	30 810	35 540
128 001 - 130 000	11 650	16 410	21 340	26 090	31 010	35 780
130 001 - 132 000	11 730	16 520	21 490	26 260	31 240	36 020
132 001 - 134 000	11 800	16 600	21 620	26 450	31 460	36 270
134 001 - 136 000	11 870	16 700	21 750	26 620	31 660	36 520
136 001 - 138 000	11 960	16 780	21 910	26 770	31 890	36 770
138 001 - 140 000	12 030	16 890	22 040	26 960	32 110	37 030
140 001 - 142 000	12 100	16 970	22 170	27 130	32 320	37 270
142 001 - 144 000	12 180	17 090	22 320	27 300	32 540	37 520
144 001 - 146 000	12 260	17 170	22 450	27 450	32 760	37 770
146 001 - 148 000	12 340	17 270	22 610	27 670	32 970	38 030
148 001 - 150 000	12 410	17 380	22 740	27 820	33 200	38 280
150 001 - 152 000	12 490	17 470	22 880	27 990	33 400	38 520
152 001 - 154 000	12 560	17 560	23 020	28 170	33 630	38 750
154 001 - 156 000	12 650	17 660	23 180	28 340	33 860	39 030
156 001 - 158 000	12 710	17 770	23 310	28 510	34 060	39 280
158 001 - 160 000	12 790	17 860	23 430	28 680	34 290	39 530
160 001 - 162 000	12 860	17 940	23 590	28 870	34 510	39 780
162 001 - 164 000	12 950	18 040	23 730	29 040	34 710	40 010
164 001 - 166 000	13 010	18 160	23 880	29 210	34 930	40 280
166 001 - 168 000	13 080	18 250	24 020	29 380	35 170	40 530
168 001 - 170 000	13 160	18 340	24 140	29 560	35 370	40 770
170 001 - 172 000	13 250	18 430	24 300	29 730	35 600	41 040
172 001 - 174 000	13 330	18 540	24 430	29 910	35 800	41 270
174 001 - 176 000	13 400	18 630	24 580	30 090	36 040	41 540
176 001 - 178 000	13 470	18 740	24 710	30 260	36 250	41 790
178 001 - 180 000	13 550	18 840	24 880	30 440	36 470	42 040
180 001 - 182 000	13 640	18 930	25 010	30 600	36 690	42 300
182 001 - 184 000	13 710	19 040	25 150	30 780	36 910	42 530
184 001 - 186 000	13 770	19 120	25 290	30 950	37 110	42 800
186 001 - 188 000	13 860	19 210	25 440	31 140	37 350	43 050
188 001 - 190 000	13 930	19 310	25 580	31 300	37 570	43 310
190 001 - 192 000	14 010	19 420	25 710	31 490	37 780	43 550
192 001 - 194 000	14 090	19 520	25 850	31 670	38 010	43 820
194 001 - 196 000	14 170	19 610	26 020	31 840	38 230	44 060
196 001 - 198 000	14 230	19 720	26 160	32 010	38 430	44 320
198 001 - 200 000	14 310	19 810	26 290	32 190	38 680	44 560
Revenu disponible supérieur à 200 000 \$ ⁽²⁾	14 310	19 810	26 290	32 190	38 680	44 560
	plus 3,5 % de l'excédent	plus 4,5 % de l'excédent	plus 6,5 % de l'excédent	plus 8,0 % de l'excédent	plus 10,0 % de l'excédent	plus 11,5 % de l'excédent

(1) Pour les situations impliquant 7 enfants et plus, la contribution alimentaire parentale de base est établie en multipliant la différence entre les montants prévus pour 5 et 6 enfants par le nombre d'enfants additionnels et en ajoutant le produit ainsi obtenu au montant prévu pour le cas de six enfants (a.11).

(2) Pour la partie du revenu supérieure à 200 000 \$, le pourcentage indiqué n'y est donné qu'à titre indicatif. Le tribunal peut, s'il l'estime approprié, fixer pour cette partie du revenu disponible un montant différent de celui qui serait obtenu selon ce pourcentage (a.10).

Montant de la déduction de base aux fins du calcul du revenu disponible (ligne 301 du formulaire de fixation des pensions alimentaires pour enfants) applicable à compter du 1er janvier 2011 : 10 100 \$

Gouvernement du Québec

Décret 1110-2010, 8 décembre 2010

Loi sur les transports
(L.R.Q., c. T-12)

Courtage en services de camionnage en vrac — Modifications

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement sur le courtage en services de camionnage en vrac

ATTENDU QUE les paragraphes *b, d, e, f, m, n, o, o.1, o.2* et *q* de l'article 5 de la Loi sur les transports (L.R.Q., c. T-12) habilite respectivement le gouvernement à prendre des règlements pour :

1° autoriser la Commission, dans les cas et aux conditions qu'il détermine, à créer et délimiter des divisions territoriales;

2° édicter les conditions applicables à la délivrance d'un permis et celles que doit remplir une personne pour en être titulaire et prévoir des exceptions à ces conditions;

3° édicter des conditions de maintien, de cession et de transfert d'un permis au cas de cession de la propriété ou de changement de contrôle d'un moyen ou d'un système de transport;

4° déterminer la durée minimale ou maximale d'un permis, exclure un permis de la procédure de renouvellement prévue à l'article 37.1 et édicter les conditions applicables au renouvellement;

5° fixer les exigences applicables à un contrat dans le cas d'un transporteur;

6° déterminer les fonctions, pouvoirs, droits et obligations des titulaires de permis de courtage;

7° déterminer des normes de représentativité pour être titulaire d'un permis de courtage;

8° prescrire des normes d'administration et de gestion applicables aux sociétés de courtage, à la production du budget et d'états financiers vérifiés;

9° prescrire les formules nécessaires à l'application de la Loi sur les transports;

ATTENDU QUE, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), un projet de Règlement modifiant le Règlement sur le courtage en services de camionnage en vrac a été publié à la Partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* le 8 octobre 2010, avec avis qu'il pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QU'il y a lieu d'édicter ce règlement avec modification;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Transports :

QUE le Règlement modifiant le Règlement sur le courtage en services de camionnage en vrac, annexé au présent décret, soit édicté.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

Règlement modifiant le Règlement sur le courtage en services de camionnage en vrac*

Loi sur les transports
(L.R.Q., c. T-12, a. 5, par. *b, d, e, f, m, n, o, o.1, o.2* et *q*)

1. L'article 4 du Règlement sur le courtage en services de camionnage en vrac est modifié :

1° par le remplacement, dans le premier alinéa, de « , qui ont leur principal établissement dans la zone pour laquelle elle demande ce permis et qui sont intéressés à s'abonner à un service de courtage » par « et qui, depuis le 1^{er} novembre de l'année précédente, ont leur principal établissement dans la zone pour laquelle elle demande ce permis »;

2° par la suppression, dans le deuxième alinéa, de la troisième phrase;

3° par l'insertion, après le deuxième alinéa, du suivant :

* Les dernières modifications au Règlement sur le courtage en services de camionnage en vrac, édicté par le décret n^o 1483-99 du 17 décembre 1999 (1999, *G.O.* 2, 6761), ont été apportées par le règlement édicté par le décret n^o 190-2010 du 10 mars 2010 (2010, *G.O.* 2, 1059). Pour les modifications antérieures, voir le « Tableau des modifications et Index sommaire », Éditeur officiel du Québec, 2010, à jour au 1^{er} octobre 2010.

« Un contrat d'abonnement aux services de courtage qui a été signé par un exploitant de véhicules lourds à la suite de gestes d'intimidation, de menaces ou de représailles, ne peut être pris en compte dans l'établissement de la représentativité d'une personne morale. ».

2. L'article 5 de ce règlement est modifié par le remplacement du paragraphe 1^o du premier alinéa par le suivant :

« 1^o produire à la Commission :

a) au moyen des formulaires appropriés, sa demande ainsi que les renseignements lui permettant d'établir sa représentativité;

b) sur demande de celle-ci, tous les originaux des contrats d'abonnement;

c) ses prévisions de revenus et de dépenses ainsi qu'une demande de fixation de ses frais de courtage; ».

3. L'article 9 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« **9.** En 2011, le permis de courtage est délivré ou renouvelé pour une période maximale d'un an qui se termine le 31 mars 2012. ».

4. L'article 12 de ce règlement est modifié :

1^o par le remplacement de « au plus tard le 1^{er} mars chaque année » par « , sur demande »;

2^o par la suppression de « au 10 février ».

5. L'annexe 1 de ce règlement est modifiée par le remplacement du dernier alinéa de la partie 2 par le suivant :

« Une copie du présent contrat est versée au dossier du cédant. Ce dossier doit être conservé par le courtier pendant la durée de son permis. La copie du présent contrat doit être transmise à la Commission lorsqu'elle en fait la demande. ».

6. Les dispositions du présent règlement entreront en vigueur le 31 décembre 2010.

54760

Gouvernement du Québec

Décret 1114-2010, 8 décembre 2010

Loi sur les relations du travail, la formation professionnelle et la gestion de la main-d'œuvre dans l'industrie de la construction (L.R.Q., c. R-20)

Commission de la construction du Québec — Prélèvement

CONCERNANT le Règlement de prélèvement de la Commission de la construction du Québec

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe *c* du premier alinéa de l'article 82 de la Loi sur les relations du travail, la formation professionnelle et la gestion de la main-d'œuvre dans l'industrie de la construction (L.R.Q., c. R-20), la Commission de la construction du Québec peut, par règlement approuvé par le gouvernement et publié à la *Gazette officielle du Québec*, prélever de l'employeur seul ou de l'employeur et du salarié ou du salarié seul ou, le cas échéant, de l'entrepreneur autonome, les sommes nécessaires à son administration et fixer un montant minimum qu'un employeur est tenu de verser par période mensuelle;

ATTENDU QUE la Commission a adopté, après consultation du Comité mixte de la construction suivant l'article 123.3 de cette loi, son règlement de prélèvement pour l'année 2011;

ATTENDU QUE conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), le texte du projet de règlement a été publié à la Partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* du 13 octobre 2010 avec avis qu'il pourrait être approuvé par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QU'aucun commentaire n'a été reçu à la suite de cette publication et qu'il y a lieu d'approuver ce règlement sans modification;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation de la ministre du Travail :

QUE le Règlement de prélèvement de la Commission de la construction du Québec annexé au présent décret, soit approuvé.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

Règlement de prélèvement de la Commission de la construction du Québec

Loi sur les relations du travail, la formation professionnelle et la gestion de la main-d'œuvre dans l'industrie de la construction (L.R.Q., c. R-20, a. 82, 1^{er} al., par. c)

1. Le prélèvement imposé par la Commission de la construction du Québec pour l'année 2011 est :

1^o dans le cas d'un employeur, de 0,75 % du total de la rémunération versée à ses salariés;

2^o dans le cas d'un entrepreneur autonome, de 0,75 % de sa rémunération à ce titre;

3^o dans le cas d'un salarié, de 0,75 % de sa rémunération.

Malgré le premier alinéa, le montant minimum qu'un employeur ou un entrepreneur autonome doit verser à la Commission est de 10,00 \$ par période mensuelle.

2. L'employeur doit percevoir au nom de la Commission, le prélèvement imposé à ses salariés, au moyen d'une retenue sur leur salaire, à chaque semaine.

3. L'entrepreneur autonome doit déduire de sa rémunération à ce titre le prélèvement qui lui est imposé, à chaque semaine.

4. L'employeur et l'entrepreneur autonome doivent remettre à la Commission toute somme prélevée en application du présent règlement pour une période mensuelle donnée, au plus tard le quinzième jour du mois suivant.

5. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2011.

54761

A.M., 2010

Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2)

Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère — Modifications

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère

LE MINISTRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS,

VU l'article 2.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), suivant lequel le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs peut, par règlement, déterminer les renseignements qu'une personne ou une municipalité est tenue de lui fournir au regard d'une entreprise, d'une installation ou d'un établissement qu'elle exploite;

VU l'article 46.2 de cette loi qui permet également au ministre de déterminer, par règlement, les émetteurs tenus de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre ainsi que les renseignements et documents afférents devant lui être fournis;

VU la publication à la Partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* du 9 juin 2010, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1) ainsi qu'aux cinquième alinéa de l'article 2.2 et deuxième alinéa de l'article 46.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement, d'un projet de Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, avec avis qu'il pourrait être édicté par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs à l'expiration d'un délai de 60 jours à compter de cette publication;

CONSIDÉRANT qu'après avoir pris en considération les commentaires faits à la suite de la publication du projet de règlement, il y a lieu d'édicter celui-ci avec modifications;

ARRÊTE CE QUI SUIT :

Est édicté le Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, dont le texte est joint en annexe.

Le 6 décembre 2010

*Le ministre du Développement durable,
de l'Environnement et des Parcs,*
PIERRE ARCAND

Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*

Loi sur la qualité de l'environnement

(L.R.Q., c. Q-2, a. 2.2, 46.1 et 46.2)

1. Le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère est modifié au premier alinéa de l'article 1 par le remplacement de « à l'annexe A » par « aux annexes A et A.1 ».
2. L'article 2 de ce règlement est modifié par l'insertion, après « pollution toxique », de « ainsi que de dresser l'inventaire de certains contaminants émis dans l'atmosphère ».
3. L'article 3 de ce règlement est modifié :
 - 1° par l'insertion, avant le paragraphe 1°, des suivants :

« 0.1° « biocombustible » : tout combustible dont la capacité de génération d'énergie est dérivée entièrement de la biomasse;

0.2° « biomasse » : plante ou partie de plante non-fossilisée, cadavre ou partie d'animal, fumier, micro-organisme ou tout autre produit provenant de l'une de ces matières;

0.3° « conditions de référence » : une température de 20° C et une pression de 101,325 kPa;

0.4° « flexigaz » : gaz à faible pouvoir calorifique produit lors de la gazéification du coke; »;
 - 2° par l'insertion, après le paragraphe 1°, du suivant :

« 1.1° « gaz associés » : gaz naturel associé au pétrole brut se retrouvant à la surface de celui-ci ou sous forme dissoute; »;
 - 3° par la suppression, dans le paragraphe 4°, de « , soit au ministre en vertu des dispositions du présent règlement, soit au ministre de l'Environnement du Canada en vertu du paragraphe 5 de l'article 46 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) (L.C., 1999, c. 33) ».
4. L'intitulé de la section II de ce règlement est remplacé par le suivant : « NORMES SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE RELATIVE À L'ÉMISSION DANS L'ATMOSPHÈRE DE CERTAINS CONTAMINANTS À L'ORIGINE DE LA POLLUTION TOXIQUE, DES PLUIES ACIDES ET DU SMOG ».

* Le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, édicté par l'arrêté ministériel A.M., 2007 du 26 septembre 2007, (2007, G.O. 2, 4252), n'a pas été modifié depuis son édicition.

5. L'article 4 de ce règlement est modifié :
- 1° par l'insertion, dans le premier alinéa et après « communiquer au ministre », de « sur support électronique »;
 - 2° par le remplacement, dans le dernier alinéa, de « chacun d'eux doit » par « chaque établissement qui excède le seuil de déclaration doit »;
 - 3° par l'ajout, à la fin, de l'alinéa suivant :

« En outre, lorsqu'une entreprise, une installation ou un établissement change d'exploitant au cours d'une année, la déclaration doit être produite par le nouvel exploitant. L'exploitant précédent doit cependant lui fournir toutes les données nécessaires à la déclaration pour la période de l'année où l'entreprise, l'installation ou l'établissement était sous sa responsabilité. ».
6. L'article 5 de ce règlement est modifié par l'insertion, dans le premier alinéa et après « transmettre sans délai au ministre », de « sur support électronique ».
7. L'article 6 de ce règlement est modifié par le remplacement des paragraphes 1° à 6° du deuxième alinéa par les suivants :
- « 1° un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions;
 - 2° un bilan massique des émissions;
 - 3° un calcul technique utilisant un facteur d'émission publié dans la documentation scientifique;
 - 4° un calcul technique utilisant un facteur d'émission découlant d'un échantillonnage des émissions. ».
8. Ce règlement est modifié par l'insertion, après l'article 6, de ce qui suit :

« SECTION II.1

NORMES SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE RELATIVE À L'ÉMISSION DANS L'ATMOSPHERE DE CERTAINS GAZ À EFFET DE SERRE

6.1. Toute personne ou municipalité exploitant une entreprise, une installation ou un établissement qui, pendant une année civile, émet dans l'atmosphère des gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 dans une quantité égale ou supérieure à 10 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ est tenue de déclarer ses émissions au ministre conformément à la présente section tant que ses émissions ne sont pas en deçà de ce seuil de déclaration pendant trois années consécutives.

Toutefois, lorsque l'émetteur visé au premier alinéa est tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre en application de l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2) pendant une période prévue en application de cet article et que la dernière année de déclaration visée au premier alinéa survient au cours de cette période, il doit déclarer ses émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la fin de la période.

Lorsqu'une entreprise comprend plusieurs établissements, chaque établissement qui excède le seuil de déclaration doit faire l'objet d'une déclaration distincte. Dans le cas où un établissement comprend plus d'une installation, les données relatives à chacune d'elles doivent être identifiées de façon distincte.

En outre, lorsqu'une entreprise, une installation ou un établissement change d'exploitant au cours d'une année, la déclaration d'émissions doit être produite par le nouvel exploitant. L'exploitant précédent doit cependant lui fournir toutes les données nécessaires à la déclaration pour la période de l'année où l'entreprise, l'installation ou l'établissement était sous sa responsabilité.

Pour l'application du présent règlement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre, est assimilée à un émetteur la personne ou la municipalité exploitant une entreprise, une installation ou un établissement qui acquiert de l'électricité produite à l'extérieur du Québec pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec.

6.2. L'émetteur visé à l'article 6.1 doit, au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, produire au ministre sur support électronique une déclaration de ses émissions de gaz à effet de serre de l'année civile précédente comprenant les renseignements suivants :

1° la quantité totale de ses émissions de gaz à effet de serre en équivalent CO₂ calculée selon l'équation suivante :

$$CO_2 \text{ éq.} = \sum_{i=1}^n GES_i \times PRP_i$$

Où :

CO₂ éq. = Émissions annuelles de gaz à effet de serre, en tonnes métriques équivalentes de CO₂;

GES_i = Émissions annuelles de chacun des gaz à effet de serre émis, en tonnes métriques;

PRP_i = Potentiel de réchauffement planétaire indiqué à l'annexe A.1 pour chaque gaz à effet de serre émis;

n = Nombre de gaz à effet de serre émis;

i = Chaque type de gaz à effet de serre.

La quantité totale en équivalent CO₂ calculée en application du présent paragraphe est arrondie au nombre entier supérieur;

2° la quantité d'émissions de chaque type de gaz à effet de serre visé à l'annexe A.1 attribuables à l'exploitation de chaque type d'entreprise, d'installation et d'établissement et, le cas échéant, attribuables à l'exercice de chaque type d'activité ou à l'utilisation de chaque type de procédé ou d'équipement, en excluant les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles ainsi que celles ayant été captées, stockées ou éliminées;

3° tout renseignement prescrit à l'annexe A.2 concernant son type d'entreprise, d'installation ou d'établissement et, le cas échéant, le type d'activité exercée ou le type de procédé ou d'équipement utilisé;

4° la quantité totale d'émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles;

5° la quantité totale d'émissions de CO₂ captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement, les quantités d'émissions afférentes à chacune de ces opérations ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'opération ou de transfert;

6° les méthodes de calcul utilisées conformément à l'article 6.3 ainsi que, le cas échéant, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre en équivalent CO₂ et les sources d'émission pour lesquelles une méthode de calcul a été utilisée conformément au deuxième alinéa de cet article;

7° les facteurs d'émission utilisés.

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée au premier alinéa doit être signée par la personne responsable de cette déclaration pour l'entreprise, l'installation ou l'établissement, qui doit également attester de la véracité des renseignements communiqués.

6.3. Les quantités d'émissions de gaz à effet de serre déclarées en vertu du premier alinéa de l'article 6.2 doivent être calculées suivant l'une des méthodes de calcul prescrites à l'annexe A.2 correspondant au type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité et, le cas échéant, au type d'activité exercée et de procédé ou équipement utilisé.

Un émetteur peut cependant utiliser l'une des méthodes de calcul ou d'évaluation visées au deuxième alinéa de l'article 6 dans les cas suivants :

1° pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre d'une ou plusieurs sources d'émission lorsque les émissions qui leur sont attribuables représentent au plus 3 % de ses émissions totales en équivalent CO₂, jusqu'à concurrence d'un total de 20 000 tonnes métriques en équivalent CO₂;

2° aucune méthode de calcul n'est prévue à l'annexe A.2 pour le type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité, pour le type d'activité exercée, pour le type de procédé ou équipement utilisé ou pour le type de gaz à effet de serre émis.

L'émetteur doit utiliser la même méthode de calcul pour chacune de ses déclarations annuelles.

Malgré les deuxième et troisième alinéas, lorsque l'entreprise, l'installation ou l'établissement de l'émetteur est muni d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions permettant de mesurer les paramètres nécessaires au calcul des émissions de gaz à effet de serre ou lorsqu'un tel système est installé au cours de leur exploitation, l'émetteur doit utiliser les méthodes de calcul applicables à l'utilisation de ce système.

6.4. L'émetteur visé à l'article 6.1 doit joindre aux renseignements visés à l'article 6.2 les renseignements suivants :

1° le nom et l'adresse de l'entreprise, de l'installation ou de l'établissement ainsi que le nom et les coordonnées de son représentant;

2° ses numéros de téléphone et de télécopieur ainsi que son adresse électronique;

3° le numéro d'entreprise qui lui est attribué en vertu de la Loi sur la publicité légale des entreprises individuelles, des sociétés et des personnes morales (L.R.Q., c. P-45) ainsi que le numéro d'identification qui lui est attribué par l'Inventaire national des rejets de polluants du gouvernement du Canada;

4° le type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité et, le cas échéant, les activités exercées et les procédés et équipements utilisés ainsi que, le cas échéant, le code à six chiffres correspondant du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN Canada);

5° le nom et les coordonnées de la personne responsable de la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre pour l'entreprise, l'installation ou l'établissement.

6.5. L'émetteur dont la déclaration annuelle d'émissions de gaz à effet de serre comporte une ou plusieurs erreurs ou omissions doit, dans les plus brefs délais, transmettre au ministre sur support électronique une déclaration d'émissions corrigée ainsi qu'un avis de correction comprenant les renseignements suivants :

1° une description des différences entre la déclaration initiale et la déclaration corrigée;

2° les circonstances ayant mené aux erreurs ou aux omissions et, le cas échéant, les correctifs apportés;

3° la quantité d'émissions de gaz à effet de serre que représentent les erreurs ou les omissions, calculée conformément à l'équation prévue au paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 6.7.

6.6. L'émetteur qui, conformément à l'article 6.2, déclare des émissions de gaz à effet de serre annuelles égales ou supérieures à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ en excluant les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles doit, au plus tard le 1^{er} septembre suivant la transmission de sa déclaration d'émissions, transmettre au ministre un rapport de vérification de cette déclaration effectué par un organisme accrédité ISO 14065 par un membre de l'International Accreditation Forum.

L'émetteur doit confier la vérification de sa déclaration annuelle à un organisme de vérification satisfaisant également aux exigences suivantes :

1° il n'a pas agi à titre de consultant pour l'émetteur aux fins de la quantification ou de la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre au cours des trois années précédentes;

2° il n'a pas vérifié plus de six déclarations annuelles consécutives de l'émetteur, à moins qu'il se soit écoulé trois ans depuis la dernière vérification.

L'émetteur doit faire vérifier sa déclaration annuelle tant que ses émissions de gaz à effet de serre ne sont pas en deçà du seuil de vérification prévu au premier alinéa pendant trois années consécutives.

Malgré le troisième alinéa, lorsque l'émetteur est tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre en application de l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement pendant une période prévue en application de cet article et que la dernière année de vérification visée au premier alinéa survient au cours de cette période, l'émetteur doit faire vérifier ses déclarations d'émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la fin de la période.

6.7. La déclaration d'émissions corrigée visée à l'article 6.5 doit être accompagnée d'un rapport de vérification effectué conformément au présent règlement dans les cas suivants :

1° les émissions déclarées initialement étaient égales ou supérieures à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ et les erreurs ou omissions représentent plus de 5 % de ces émissions selon l'équation suivante :

$$PE = \left(\frac{SEO}{ETD} \times 100 \right)$$

Où :

PE = Pourcentage d'erreur;

SEO = Somme des émissions en équivalent CO₂ calculées erronément ou omises, en tonnes métriques;

ETD = Émissions totales en équivalent CO₂ déclarées initialement, en tonnes métriques;

2° après corrections des erreurs ou omissions, les émissions totales de gaz à effet de serre sont égales ou supérieures à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂.

Dans le cas visé au paragraphe 2° du premier alinéa, le rapport de vérification de la déclaration d'émissions doit également porter sur la déclaration initiale des émissions.

6.8. La vérification de la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre initiale ou corrigée doit :

1° être effectuée conformément à la norme ISO 14064-3 et selon des procédures permettant un niveau d'assurance raisonnable au sens de cette norme;

2° comporter au moins une visite de l'entreprise, l'installation ou l'établissement faisant l'objet de la déclaration par le vérificateur désigné par l'organisme de vérification.

6.9. Outre les renseignements prescrits par les normes ISO 14064-3 et ISO 14065, le rapport de vérification doit comprendre les renseignements suivants :

1° le nom et les coordonnées de l'organisme de vérification ainsi que le nom et les coordonnées du vérificateur désigné par l'organisme pour effectuer la vérification;

2° le nom et les coordonnées du membre de l'International Accreditation Forum par lequel l'organisme de vérification a été accrédité pour la vérification ainsi que la date de son accréditation;

3° les dates de la période au cours de laquelle la vérification a été effectuée ainsi que la date de toute visite de l'entreprise, de l'installation ou de l'établissement;

4° une description de toute erreur ou omission constatée dans la déclaration d'émissions ou relative aux données, renseignements ou méthodes utilisés;

5° une évaluation des erreurs ou omissions visées au paragraphe 4° calculée conformément à l'équation prévue au paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 6.7;

6° le cas échéant, les corrections apportées à la déclaration d'émissions suite à la vérification;

7° la quantité totale des émissions en équivalent CO₂ de l'émetteur pour l'année de déclaration ainsi que la quantité totale d'émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles;

8° les conclusions de la vérification quant à l'exactitude et la fiabilité de la déclaration d'émissions.

SECTION II.2

CONSERVATION DES RENSEIGNEMENTS ET DES DONNÉES ».

- 9.** L'article 7 de ce règlement est modifié par le remplacement de « cinq ans » par « sept ans ».
- 10.** Ce règlement est modifié par l'insertion, après l'article 7, du suivant :

« **7.1.** Tout dispositif, système ou autre équipement requis en vertu du présent règlement doit être maintenu en bon état de fonctionnement et fonctionner de façon optimale pendant les heures d'exploitation. ».
- 11.** La Partie II de l'annexe A de ce règlement est modifiée par la suppression de la partie relative aux types de contaminants à l'origine de l'accroissement de l'effet de serre.
- 12.** Ce règlement est modifié par l'insertion, après l'annexe A, des annexes suivantes :

« ANNEXE A.1

(a. 1, 6.1 et 6.2)

Gaz à effet de serre et potentiel de réchauffement planétaire

Gaz à effet de serre - Identification	CAS ⁽¹⁾	Potentiel de réchauffement planétaire (PRP)
- le dioxyde de carbone (CO ₂)	124-38-9	1
- le méthane (CH ₄)	74-82-8	21
- l'oxyde nitreux (N ₂ O)	10024-97-2	310
- l'hexafluorure de soufre (SF ₆)	2551-62-4	23 900
- les hydrofluorocarbures (HFC) :		
• HFC-23 (CHF ₃)	75-46-7	11 700
• HFC-32 (CH ₂ F ₂)	75-10-5	650
• HFC-41 (CH ₃ F)	593-53-3	150
• HFC-43-10mee (C ₃ H ₂ F ₁₀)	138495-42-8	1 300
• HFC-125 (C ₂ HF ₅)	354-33-6	2 800
• HFC-134 (CHF ₂ CHF ₂)	359-35-3	1 000
• HFC-134a (CH ₂ FCF ₃)	811-97-2	1 300
• HFC-143 (CHF ₂ CH ₂ F)	430-66-0	300
• HFC-143a (CF ₃ CH ₃)	420-46-2	3800
• HFC-152a (CH ₃ CHF ₂)	75-37-6	43
• HFC-161 (C ₂ H ₅ F)	353-36-6	12
• HFC-227ea (C ₃ HF ₇)	431-89-0	2 900
• HFC-236cb (C ₃ H ₂ F ₆)	677-565	1 300
• HFC-236ea (C ₃ H ₂ F ₆)	431-63-0	1 200
• HFC-236fa (C ₃ H ₂ F ₆)	690-39-1	6 300
• HFC-245ca (C ₃ H ₃ F ₅)	679-86-7	560
• HFC-245fa (C ₃ H ₃ F ₅)	460-73-1	950
• HFC-365mfc (C ₄ H ₃ F ₅)	406-58-6	890
- les perfluorocarbures (PFC) :		
• perfluorométhane (CF ₄)	75-73-0	6 500
• perfluoroéthane (C ₂ F ₆)	76-16-4	9 200
• perfluoropropane (C ₃ F ₈)	76-19-7	7 000
• perfluorobutane (C ₄ F ₁₀)	355-25-9	7 000
• perfluorocyclobutane (c-C ₄ F ₈)	115-25-3	8 700
• perfluoropentane (C ₅ F ₁₂)	678-26-2	7 500
• perfluorohexane (C ₆ F ₁₄)	355-42-0	7 400
- le trifluorure d'azote (NF ₃)	7783-54-2	17 200

(1) Les numéros inscrits au regard des contaminants mentionnés à la présente annexe correspondent au Code d'identification attribué par la division Chemical Abstract Services de l'American Chemical Society.

ANNEXE A.2

(a. 1, 6.1 et 6.3)

Renseignements à communiquer et méthodes de calcul des émissions de gaz à effet de serre à utiliser selon le type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité, selon le type d'activité exercée ou selon le type de procédé ou d'équipement utilisé

QC.1. COMBUSTION AU MOYEN D'ÉQUIPEMENTS FIXES**QC.1.1. Sources visées**

Les sources visées sont les équipements fixes de combustion, soit les chaudières, les turbines à combustion, les moteurs, les incinérateurs, les appareils de production de chaleur industrielle, les équipements d'épuration des gaz acides, de même que tout autre équipement fixe de combustion pour lequel la présente annexe ne prévoit pas d'exigences particulières.

Ne sont toutefois pas visés les génératrices de secours et les autres équipements utilisés en cas d'urgence.

QC.1.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion de combustibles fossiles et de biocombustibles, en tonnes métriques, en indiquant :

- a) les émissions de CO₂ par type de combustible ou, lorsque des combustibles fossiles et des biocombustibles sont utilisés dans un même équipement fixe, les émissions de CO₂ de l'ensemble des combustibles fossiles et celles de l'ensemble des biocombustibles;
- b) les émissions de CH₄, par type de combustible;
- c) les émissions de N₂O, par type de combustible;

2° la consommation annuelle de chaque type de combustible, soit :

- a) en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des gaz;
- b) en kilolitres dans le cas des liquides;
- c) en tonnes métriques dans le cas des solides autres que les biocombustibles solides;
- d) en tonnes métriques sèches dans le cas des biocombustibles solides;

- 3° lorsque la teneur en carbone est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, la teneur en carbone moyenne de chaque type de combustible, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;
- 4° lorsque le pouvoir calorifique supérieur est utilisé pour calculer les émissions de CO₂, le pouvoir calorifique supérieur moyen de chaque type de combustible, soit :
- a) en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
 - b) en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
 - c) en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;
- 5° dans le cas d'équipements fixes de combustion qui brûlent des biocombustibles ou des matières résiduelles collectées par une municipalité, la production annuelle de vapeur en kilogrammes lorsqu'elle est utilisée pour le calcul des émissions;
- 6° dans le cas d'équipements d'épuration des gaz acides, la quantité annuelle d'absorbant utilisée, en tonnes métriques.

QC.1.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes doivent être calculées, pour chaque type de combustible, selon l'une des cinq méthodes de calcul prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.5. Cependant, dans le cas de l'émetteur qui utilise des équipements d'épuration des gaz acides, les émissions de CO₂ attribuables à ces équipements doivent être calculées selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.6.

QC.1.3.1. Méthode de calcul utilisant le facteur d'émission de CO₂ par défaut du combustible, le pouvoir calorifique supérieur par défaut et la consommation annuelle

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes peuvent être calculées selon l'équation 1-1 dans le cas de l'utilisation :

- 1° sauf par un émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, de tout type de combustible pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7 et un pouvoir calorifique supérieur est indiqué aux tableaux 1-1 ou 1-2;
- 2° de gaz naturel dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 MJ/m³ mais inférieur ou égal à 40,98 MJ/m³;
- 3° d'un combustible visé au tableau 1-2;
- 4° de matières résiduelles collectées par une municipalité lorsqu'il n'y a pas de production de vapeur.

Cependant, cette méthode ne peut pas être utilisée par l'émetteur qui détermine le pouvoir calorifique supérieur de ses combustibles à partir de mesures qu'il effectue conformément à QC.1.5.4 ou à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible obtenues à la fréquence prévue à QC.1.5.1.

Équation 1-1

$$CO_2 = Combustible \times PCS \times FE \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de combustible, en tonnes métriques;

Combustible = Masse ou volume du combustible brûlé au cours de l'année, soit :

- la masse exprimée en tonnes métriques dans le cas des combustibles solides;
- le volume exprimé en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux;
- le volume exprimé en kilolitres dans le cas des combustibles liquides;

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du combustible indiqué aux tableaux 1-1 et 1-2, soit :

- en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
- en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;

FE = Facteur d'émission de CO_2 du combustible indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6, en kilogrammes de CO_2 par gigajoule;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.1.3.2. Méthode de calcul utilisant le facteur d'émission de CO_2 par défaut du combustible et le pouvoir calorifique supérieur indiqué par le fournisseur du combustible ou celui déterminé par l'émetteur

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes peuvent être calculées :

1° selon l'équation 1-2 dans le cas de l'utilisation :

- a) sauf par un émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, de tout type de combustible, autre que des matières résiduelles collectées par une municipalité, pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7;
- b) de gaz naturel dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 MJ/m³ mais inférieur ou égal à 40,98 MJ/m³;
- c) d'un combustible visé au tableau 1-2 ou d'un biocombustible.

Équation 1-2

$$\text{Où : } \quad CO_2 = \sum_{i=1}^n \text{Combustible}_i \times PCS_i \times FE \times 0,001$$

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de combustible, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures de pouvoir calorifique supérieur requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Mesure;

Combustible_i = Masse ou volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , soit :

- la masse exprimée en tonnes métriques dans le cas des combustibles solides;
- le volume exprimé en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux;
- le volume exprimé en kilolitres dans le cas des combustibles liquides;

PCS_i = Pouvoir calorifique supérieur du combustible pendant la période de mesure i , soit :

- en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
- en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;

FE = Facteur d'émission de CO₂ du combustible indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6, en kilogrammes de CO₂ par gigajoule;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° selon l'équation 1-3 dans le cas de l'utilisation de matières résiduelles collectées par une municipalité, sauf par un émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, ainsi que pour tout biocombustible solide visé au tableau 1-3 prévu à QC.1.7 lorsque la combustion de ces combustibles produit de la vapeur.

Équation 1-3

$$CO_2 = Vapeur \times C \times FE \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de chaque type de biocombustible solide ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

Vapeur = Quantité totale de vapeur produite au cours de l'année par la combustion du biocombustible solide ou des matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

C = Ratio de la capacité calorifique nominale de la chaudière par rapport à sa capacité nominale de sortie de vapeur, en gigajoules par tonne métrique de vapeur;

FE = Facteur d'émission de CO₂ des biocombustibles solides ou des matières résiduelles collectées par une municipalité indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-6, en kilogrammes de CO₂ par gigajoule;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.1.3.3. Méthode de calcul utilisant la quantité de combustibles brûlés et la teneur en carbone indiquée par le fournisseur du combustible ou celle mesurée par l'émetteur

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des équations 1-4 à 1-7, selon le type de combustible, par tout émetteur visé à l'article 6.6 brûlant des combustibles autres que ceux visés à QC.1.3.2, 1^o, b et c ainsi que par tout émetteur utilisant un équipement fixe ayant une capacité calorifique nominale supérieure à 264 GJ/h ou 250 mmBtu/h et ayant fonctionné plus de 1 000 heures au cours d'au moins une des trois années précédentes :

1^o dans le cas de combustibles solides autres que des matières résiduelles collectées par une municipalité, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-4 et dans le cas de la combustion de biocombustibles solides produisant de la vapeur, l'équation 1-4 ou 1-5 :

Équation 1-4

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \text{Combustible}_i \times TC_i \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de combustible solide, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Mesure;

Combustible_i = Masse du combustible solide brûlé dans la période de mesure i , en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone moyenne du combustible solide, d'après les résultats d'analyse du combustible pour la période de mesure i et indiquée par le fournisseur du combustible ou mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5.5, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible solide;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

2° dans le cas de la combustion de matières résiduelles collectées par une municipalité produisant de la vapeur, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-5 :

Équation 1-5

$$CO_2 = \text{Vapeur} \times C \times FE \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de biocombustible solide ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

Vapeur = Quantité totale de vapeur produite au cours de l'année par la combustion du biocombustible solide ou des matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

C = Ratio de la capacité calorifique nominale de la chaudière par rapport à sa capacité nominale de sortie de vapeur, en gigajoules par tonne métrique de vapeur;

FE = Facteur d'émission de CO₂ des biocombustibles solides ou des matières résiduelles collectées par une municipalité indiqué par le fournisseur du combustible, établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-6 prévus à QC.1.7, en kilogrammes de CO₂ par gigajoule;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3^o dans le cas de combustibles liquides, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-6 :

Équation 1-6

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n Combustible_i \times TC_i \times 3,664$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de chaque type de combustible liquide, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Mesure;

Combustible_i = Volume du combustible liquide brûlé pendant la période de mesure *i*, en kilolitres;

TC_i = Teneur en carbone moyenne du combustible liquide, d'après les résultats d'analyse du combustible pour la période de mesure *i* et indiquée par le fournisseur du combustible ou mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5.5, en tonnes métriques de carbone par kilolitre de combustible;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

4^o dans le cas de combustibles gazeux, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-7 :

Équation 1-7

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n Combustible_i \times TC_i \times \frac{MM}{CVM} \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de chaque type de combustible gazeux, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone et de masse moléculaire requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Mesure;

- Combustible_{*i*} = Volume du combustible gazeux brûlé pendant la période de mesure *i*, en mètres cubes aux conditions de référence;
- TC_{*i*} = Teneur en carbone moyenne du combustible gazeux, d'après les résultats d'analyse du combustible pour la période de mesure *i* et indiquée par le fournisseur du combustible ou mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5.5, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;
- MM = Masse moléculaire du combustible gazeux, établie conformément à QC.1.5.5 d'après les résultats d'analyse du combustible, en kilogrammes par kilomole;
- CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.1.3.4. Méthode de calcul utilisant les données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de tout type de combustible utilisé dans des équipements fixes de combustion peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions comportant un débitmètre volumétrique des gaz et un dispositif de mesure de la concentration de CO₂, conformément au protocole SPE 1/PG/7 intitulé « Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques » et publié en novembre 2005 par Environnement Canada.

Un dispositif de mesure de la concentration d'oxygène peut toutefois être utilisé au lieu d'un dispositif de mesure de la concentration de CO₂ si les conditions suivantes sont satisfaites :

- 1^o le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions a été installé avant le 1^{er} janvier 2012;
- 2^o l'effluent gazeux ne contient que des produits de combustion;
- 3^o seuls les combustibles suivants, non dérivés de matières résiduelles, sont brûlés : le charbon, le coke de pétrole, le mazout léger ou lourd, le gaz naturel, le propane, le butane et les déchets ligneux.

Lorsqu'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions est utilisé à l'égard d'un équipement fixe de combustion, les émissions de CO₂ de tous les combustibles qui y sont brûlés doivent être calculées à l'aide des données obtenues par ce système.

De plus, l'émetteur qui utilise un tel système n'a pas à déclarer séparément les émissions attribuables aux procédés et les émissions attribuables à la combustion dans l'équipement, ni à déclarer séparément les émissions attribuables aux différents types de combustibles fossiles brûlés dans l'équipement lorsqu'il ne brûle que des combustibles fossiles. Dans ce cas, l'émetteur doit cependant déclarer la consommation de combustibles selon chaque type conformément à QC.1.2.

L'utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions doit tenir compte des particularités de chaque type de combustible utilisé et satisfaire aux exigences suivantes :

1^o dans le cas d'équipements qui brûlent des combustibles fossiles ou des biocombustibles, l'émetteur doit :

- a) utiliser les concentrations de CO₂ ou, le cas échéant, d'oxygène et les mesures du débit des gaz de combustion pour déterminer les émissions horaires de CO₂;
- b) déclarer les émissions annuelles de CO₂, en tonnes métriques, en faisant la somme des mesures horaires d'émissions de CO₂ sur une année;
- c) dans le cas où l'émetteur brûle dans ses équipements des biocombustibles et qu'il utilise les concentrations d'oxygène dans le calcul des concentrations de CO₂, démontrer que les concentrations de CO₂ calculées correspondent aux concentrations de CO₂ mesurées suite à la vérification de l'exactitude relative conformément au protocole SPE 1/PG/7;

2^o dans le cas d'équipements qui brûlent des combustibles dérivés de matières résiduelles ainsi que ceux qui brûlent à la fois des combustibles fossiles et des biocombustibles ou des combustibles dérivés de matières résiduelles partiellement composés de biomasse, l'émetteur doit :

- a) utiliser les concentrations de CO₂ et les mesures du débit des gaz de combustion pour déterminer les émissions horaires de CO₂;
- b) déclarer les émissions annuelles de CO₂, en tonnes métriques, en faisant la somme des mesures horaires d'émissions de CO₂ sur une année;
- c) déterminer séparément les émissions totales de CO₂ attribuables à la combustion de la portion de biomasse contenue dans le combustible selon les méthodes prévues à QC.1.3.5.

QC.1.3.5. Méthode de calcul des émissions de CO₂ attribuables à la portion de biomasse contenue dans un combustible ou un mélange de combustibles

L'émetteur qui utilise des équipements fixes de combustion qui brûlent des combustibles ou des mélanges de combustibles contenant de la biomasse doit calculer les émissions de CO₂ de la portion de biomasse de la manière suivante :

1° lorsque la portion de biomasse est connue et que le mélange ne contient pas de combustibles dérivés de matières résiduelles partiellement composés de biomasse, l'émetteur qui, selon le cas :

- a) n'utilise pas un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions pour mesurer la concentration de CO₂, doit utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3 pour calculer les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse;
- b) utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions pour mesurer la concentration de CO₂, doit utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3 pour calculer les émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles, ces émissions étant soustraites des émissions totales pour déterminer les émissions attribuables à la combustion de la biomasse;

2° lorsque la portion de biomasse n'est pas connue ou si aucun facteur d'émission n'est indiqué au tableau 1-2 prévu à QC.1.7, l'émetteur doit :

- a) utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.4 pour calculer les émissions totales de CO₂;
- b) si les combustibles contiennent plus de 5 % de biomasse par poids ou si les combustibles dérivés de matières résiduelles constituent plus de 30 % par poids des combustibles brûlés au cours de l'année, calculer les émissions conformément à la norme ASTM D6866-10¹, intitulée « Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis »;
- c) effectuer au moins tous les trois mois une analyse d'échantillon représentatif du combustible ou des gaz de combustion conformément à la norme ASTM D6866-10, l'analyse devant être effectuée au niveau du flux gazeux lorsque des combustibles dérivés de matières résiduelles sont brûlés, ainsi que recueillir des échantillons de gaz de combustion sur une période d'au moins 24 heures consécutives conformément à la norme ASTM D7459-08, intitulée « Standard Practice for Collection of Integrated Samples for the Speciation of Biomass (Biogenic) and Fossil-Derived Carbon Dioxide Emitted from Stationary Emissions Sources »;
- d) répartir les émissions totales de CO₂ en émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biocombustibles et en émissions de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles autres que la biomasse en suivant les proportions moyennes des échantillons analysés au cours de l'année;
- e) effectuer ses mesures conformément à la norme ASTM D6866-10 à l'équipement fixe de combustion de son choix si les différents équipements ont la même source de combustible;

¹ Les normes ASTM mentionnées à la présente annexe sont publiées par l'American Society of Testing and Materials (ASTM International).

3° lorsque l'équation 1-1 est utilisée pour calculer les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biocombustibles solides, l'équation 1-8 peut être utilisée pour quantifier la consommation de biocombustibles solides :

Équation 1-8

$$Biocombustible_i = \frac{[H_i \times Vapeur_i] - E_i}{PCS \times Eff}$$

Où :

Biocombustibles_i = Quantité de biocombustibles brûlés pendant la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

H_i = Enthalpie moyenne de la chaudière pour la période de mesure *i*, en gigajoules par tonnes métrique de vapeur;

Vapeur_i = Quantité totale de vapeur produite pour la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

E_i = Apport énergétique total de tous les combustibles, autres que les biocombustibles, brûlés pendant la période *i*, en gigajoules;

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du biocombustible indiqué au tableau 1-1 ou déterminé par l'émetteur, en gigajoules par tonne métrique;

Eff = Rendement énergétique du biocombustible, exprimé en pourcentage.

QC.1.3.6.Méthode de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides doivent être calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4 ou selon l'équation 1-9 :

Équation 1-9

$$CO_2 = Q_s \times R \times \left(\frac{44}{MM_s} \right)$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, en tonnes métriques;

Q_s = Quantité annuelle d'absorbant utilisé, en tonnes métriques;

R = Ratio de moles de CO₂ émises à la capture d'une mole de gaz acide;

44 = Masse moléculaire du CO₂, en kilogrammes par kilomole;

MM_S = Masse moléculaire de l'absorbant, en kilogrammes par kilomole, ou, dans le cas du carbonate de calcium, une valeur de 100.

QC.1.4. Méthodes de calcul des émissions de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes doivent être calculées, pour chaque type de combustible, selon les méthodes de calcul prévues à QC.1.4.1 à QC.1.4.4.

QC.1.4.1. Méthode de calcul utilisant un facteur d'émission de CH₄ et de N₂O par défaut et le pouvoir calorifique supérieur par défaut du combustible

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion d'un combustible pour lequel le pouvoir calorifique supérieur n'est pas déterminé à partir de mesures prises par l'émetteur ou de données indiquées par le fournisseur du combustible aux fins du calcul des émissions de CO₂ peuvent être calculées selon l'équation 1-10 dans le cas de l'utilisation :

1° sauf par un émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, de tout type de combustible pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-3, 1-6, 1-7 ou 1-8 prévus à QC.1.7 et un pouvoir calorifique supérieur est indiqué aux tableaux 1-1 ou 1-2, sous réserve des émissions attribuables à la combustion du charbon qui doivent être calculées selon l'équation 1-11;

2° de gaz naturel dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 MJ/m³ mais inférieur ou égal à 40,98 MJ/m³.

Équation 1-10

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = Combustible \times PCS \times FE \times 0,000001$$

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion de chaque type de combustible, en tonnes métriques;

Combustible = Masse ou volume du combustible brûlé au cours de l'année, soit :

- la masse exprimée en tonnes métriques dans le cas des combustibles solides;
- le volume exprimé en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux;
- le volume exprimé en kilolitres dans le cas des combustibles liquides;

- PCS = Pouvoir calorifique supérieur du combustible prévu aux tableaux 1-1 ou 1-2, soit :
- en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
 - en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
 - en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;
- FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du combustible établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-6 ou 1-7, en grammes de CH₄ ou de N₂O par gigajoule;
- 0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques;

Équation 1-11

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = Combustible \times FE_c \times 0,000001$$

Où :

- CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion du charbon, en tonnes métriques;
- Combustible = Masse du charbon brûlé au cours de l'année, en tonnes métriques;
- FE_c = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du charbon établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du charbon indiqué au tableau 1-8, en grammes de CH₄ ou de N₂O par tonne métrique de charbon;
- 0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.1.4.2. Méthode de calcul utilisant un pouvoir calorifique supérieur déterminé à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible ou de mesures effectuées par l'émetteur

Lorsque le pouvoir calorifique supérieur du combustible est déterminé à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible ou de mesures effectuées par l'émetteur aux fins d'estimation du CO₂, les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O des combustibles doivent être calculées selon l'équation 1-12, sous réserve des émissions attribuables à la combustion du charbon qui doivent être calculées selon l'équation 1-13 :

Équation 1-12

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \sum_{i=1}^n \text{Combustible}_i \times PCS_i \times FE \times 0,000001$$

Où :

CH_4 ou N_2O = Émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O attribuables à chaque type de combustible, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures du pouvoir calorifique supérieur requises annuellement vertu de QC.1.5.1;

i = Mesure;

Combustible_i = Masse ou volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , soit :

- la masse exprimée en tonnes métriques dans le cas des combustibles solides;
- le volume exprimé en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux;
- le volume exprimé en kilolitres dans le cas des combustibles liquides;

PCS_i = Pouvoir calorifique supérieur déterminé à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible ou de mesures effectuées par l'émetteur pour la période de mesure i conformément à QC.1.5.4, pour chaque type de combustible, soit :

- en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
- en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;

FE = Facteur d'émission de CH_4 ou de N_2O du combustible établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-7 prévus à QC.1.7, en grammes de CH_4 ou de N_2O par gigajoule;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques;

Équation 1-13

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \sum_{i=1}^n \text{Combustible}_i \times FE_c \times 0,000001$$

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion du charbon, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures du pouvoir calorifique supérieur requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Mesure;

Combustible_i = Masse du charbon brûlé pendant la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

FE_c = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du charbon, indiqué par le fournisseur du combustible ou établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3, en grammes de CH₄ ou de N₂O par tonne métrique de charbon;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.1.4.3. Méthode de calcul des émissions attribuables à la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité doivent être calculées selon l'équation 1-14 lorsque leurs émissions de CO₂ sont calculées selon les équations 1-3 et 1-5 :

Équation 1-14

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \text{Vapeur} \times C \times FE \times 0,000001$$

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

Vapeur = Quantité totale de vapeur produite au cours de l'année par la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

C = Ratio de la capacité calorifique nominale de la chaudière par rapport à sa capacité nominale de sortie de vapeur, en gigajoules par tonne métrique de vapeur;

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O de la biomasse, du biocombustible ou des matières résiduelles collectées par une municipalité établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-6 ou 1-7 prévus à QC.1.7, en grammes de CH₄ ou de N₂O par gigajoule;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.1.4.4. Méthode de calcul utilisant un facteur d'émission de CH₄ et de N₂O par défaut et l'apport énergétique du combustible déterminé par l'émetteur

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion d'un combustible doivent être calculées selon l'équation 1-15 lorsque les émissions de CO₂ de ce combustible sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4 et que l'apport énergétique de ce combustible est déterminé par l'émetteur à l'aide des données obtenues par un tel système :

Équation 1-15

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = E \times FE \times 0,000001$$

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion de chaque combustible, en tonnes métriques;

E = Apport énergétique de chaque combustible déterminé à l'aide de données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, en gigajoules;

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-7 ou 1-8 prévus à QC.1.7, en grammes de CH₄ ou de N₂O par gigajoule;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.1.5. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.1.5.1. Fréquence d'échantillonnage du combustible

Lorsqu'une méthode de calcul prévoit que la teneur en carbone, le pouvoir calorifique supérieur ou le facteur d'émission d'un combustible doit être déterminé par l'émetteur, il doit effectuer l'échantillonnage du combustible ou obtenir du fournisseur les résultats d'échantillonnage du combustible :

1° annuellement dans le cas de biocombustibles et de combustibles dérivés de matières résiduelles pour lesquels les émissions de CO₂ sont calculées selon l'équation 1-4;

- 2° semestriellement dans le cas du gaz naturel;
- 3° trimestriellement dans le cas des combustibles visés au tableau 1-2 prévu à QC.1.7, des combustibles liquides, des combustibles gazeux, des gaz issus de la biomasse ainsi que des biogaz produits par la dégradation des matières résiduelles d'un lieu d'enfouissement technique ou résultant du traitement des eaux usées;
- 4° mensuellement dans le cas des combustibles solides, à l'exception du charbon, conformément aux conditions suivantes :
- a) l'échantillon est un composé mensuel obtenu par la combinaison de quatre échantillons hebdomadaires de masse identique, soit un échantillon par semaine durant le mois d'exploitation, lesquels échantillons sont prélevés dès la fin des opérations de traitement du combustible, avant que le mélange avec un autre lot soit effectué, et de manière à s'assurer que les propriétés chimiques et physiques des échantillons sont représentatives du combustible immédiatement avant sa combustion;
 - b) l'échantillon composé mensuel est bien mélangé et homogénéisé avant de prélever une quantité et d'être analysé;
 - c) un échantillon composé mensuel sur douze est sélectionné de manière aléatoire pour procéder à une analyse supplémentaire de ses composantes de manière à s'assurer de l'homogénéité de l'échantillon du composé;
- 5° à chaque livraison dans le cas du charbon et de tout combustible qui n'est pas visé aux paragraphes 1° à 4°.

QC.1.5.2. Consommation de combustibles

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement où est utilisé un équipement fixe de combustion doit :

- 1° calculer la consommation de chaque type de combustible en utilisant l'une des méthodes suivantes :
- a) en la mesurant directement;
 - b) en utilisant les factures d'achat ou de vente de chaque type de combustible permettant de déterminer la variation d'inventaire des combustibles, soit en mégajoules, en litres, en millions de mètres cubes aux conditions de référence, en tonnes métriques ou en tonnes métriques sèches, et selon la formule suivante :

Consommation de combustible durant une année donnée = Total des achats de combustible – Total des ventes de combustibles + Inventaire des combustibles en début d'année – Inventaire des combustibles en fin d'année

c) dans le cas du mazout, en mesurant la variation du niveau du réservoir;

2° convertir la consommation de combustible calculée en mégajoules dans une des unités de mesure visées au sous-paragraphe *b* du paragraphe 1° en utilisant le pouvoir calorifique supérieur du combustible déterminé à l'aide de mesures effectuées conformément à QC.1.5.4, le pouvoir calorifique supérieur indiqué par fournisseur ou celui indiqué au tableau 1-1 prévu à QC.1.7;

3° étalonner, avant la première déclaration d'émissions utilisant les méthodes de calcul prévues à QC.1 et par la suite annuellement ou à la fréquence minimale prescrite par le fabricant, tous les débitmètres de combustible liquide ou gazeux, à l'exception de ceux servant à la facturation du gaz, en utilisant l'une des méthodes de test de débit applicables indiquées au tableau 1-9 ou la méthode d'étalonnage prescrite par le fabricant du débitmètre.

Un débitmètre mesurant les débits massiques des combustibles liquides peut être utilisé lorsque la masse volumique permet de déterminer le débit volumique. La masse volumique doit alors être mesurée à la même fréquence que la teneur en carbone en utilisant la méthode ASTM D1298-99 (2005) intitulée « Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method ». L'émetteur qui utilise l'une des méthodes prévues à QC.1.3.1 et QC.1.3.2 peut cependant utiliser les masses volumiques indiquées au tableau 1-10.

QC.1.5.3. Facteurs d'émission du combustible

L'émetteur doit établir les facteurs d'émission selon les méthodes suivantes :

1° lorsque le calcul des émissions de CO₂ est effectué conformément à la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.3.3, le facteur d'émission doit être établi en kilogrammes de CO₂ par mégajoule et doit être ajusté au moins tous les trois ans en effectuant une mesure du CO₂ dans la cheminée conformément à la méthode applicable au type de procédé ou d'équipement utilisé et prévue au « ASME Performance Test Codes » publié par l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) permettant de déterminer l'énergie introduite en fonction de la puissance thermique dégagée par les sources thermiques, notamment la vapeur, les gaz de combustion, les cendres et les pertes thermiques;

2° lorsque le calcul des émissions de CH₄ ou de N₂O est effectué à l'aide de facteurs d'émission établis à partir de mesures à la source, les procédures de mesure à la source doivent être effectuées chaque année pour actualiser les facteurs d'émission de l'équipement fixe de combustion.

QC.1.5.4. Pouvoir calorifique supérieur du combustible

L'émetteur doit déterminer le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel selon l'équation 1-16 :

Équation 1-16

$$PCS_a = \frac{\sum_{i=1}^n [PCS_i \times Combustible_i]}{\sum_{i=1}^n Combustible_i}$$

Où :

PCS_a = Pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, soit :

- en gigajoules par tonne dans le cas des combustibles solides;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
- en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;

n = Nombre de mesures du pouvoir calorifique supérieur;

i = Mesure;

PCS_i = Pouvoir calorifique supérieur pour la période de mesure i , soit :

- en gigajoules par tonne dans le cas des combustibles solides;
- en gigajoules par kilolitres dans le cas des combustibles liquides;
- en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;

$Combustible_i$ = Masse ou volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , soit :

- la masse exprimée en tonnes métriques dans le cas des combustibles solides;
- le volume exprimé en kilolitres dans le cas des combustibles liquides;
- le volume exprimé en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux.

L'émetteur doit déterminer le pouvoir calorifique supérieur à l'aide des résultats d'échantillonnage et d'analyse indiqués par le fournisseur du combustible ou des échantillonnages qu'il a lui-même effectués et en utilisant l'une des méthodes suivantes :

- 1° dans le cas des gaz, selon le cas :
- a) conformément aux normes ASTM D1826-94 (2003), intitulée « Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter », ASTM D3588-98 (2003), intitulée « Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels », ASTM D4891-89 (2006), intitulée « Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion » ainsi qu'à la norme GPA 2261-00 intitulée « Analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by gas chromatography » publiée par Gas Processors Association (GPA);
 - b) en déterminant à plus ou moins 5 % le pouvoir calorifique supérieur au moyen d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions;
 - c) lorsque le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ne permet que de déterminer le pouvoir calorifique inférieur, en convertissant le résultat en pouvoir calorifique supérieur selon l'équation 1-17 :

Équation 1-17

$$PCS = PCI \times FC$$

Où :

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du combustible ou du mélange de combustibles, en mégajoules par mètre cube aux conditions de référence;

PCI = Pouvoir calorifique inférieur du combustible ou du mélange de combustibles, en mégajoules par mètre cube aux conditions de référence;

FC = Facteur de conversion du pouvoir calorifique inférieur en pouvoir calorifique supérieur établi de la manière suivante :

- a) dans le cas du gaz naturel, l'émetteur doit utiliser un FC de 1,11;
- b) dans le cas de gaz de raffinerie, de flexigaz, de gaz associés ou de mélanges de ceux-ci, l'émetteur doit établir le FC hebdomadaire moyen en appliquant l'une des deux méthodes suivantes :
 - au moyen des mesures du pouvoir calorifique inférieur et des résultats du pouvoir calorifique supérieur obtenus par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou par analyse en laboratoire dans le cadre de la mesure quotidienne de la teneur en carbone;
 - au moyen du ratio PCS/PCI obtenu par analyse en laboratoire des échantillons quotidiens;

2° dans le cas de distillats moyens, de mazout et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, conformément à la norme ASTM D240-09 intitulée « Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter » ou la norme ASTM D4809-09a intitulée « Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method) »;

3° dans le cas de biocombustibles solides, conformément à la norme ASTM D5865-07a intitulée « Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke »;

4° dans le cas de combustibles dérivés de matières résiduelles, conformément à la norme ASTM D5865-07a ou la norme ASTM D5468-02 (2007) intitulée « Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials » et, lorsque les combustibles dérivés de matières résiduelles ne sont pas à 100 % biocombustibles, en calculant la quantité de CO₂ dégagée par le biocombustible conformément au paragraphe 2° du cinquième alinéa de QC.1.3.4.

QC.1.5.5. Teneur en carbone, masse moléculaire et fraction moléculaire du combustible

L'émetteur doit déterminer la teneur en carbone moyenne annuelle selon l'équation 1-18 :

Équation 1-18

$$TC_a = \frac{\sum_{i=1}^n [TC_i \times Combustible_i]}{\sum_{i=1}^n Combustible_i}$$

Où :

TC_a = Teneur en carbone moyenne annuelle, soit :

- en tonnes métriques de carbone par tonne dans le cas des combustibles solides;
- en tonnes métriques de carbone par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
- en kilogrammes de carbone par kilogramme dans le cas des combustibles gazeux;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone;

i = Mesure;

- $TC_i =$ Teneur en carbone du combustible pour la période de mesure i , soit :
- en tonnes métriques de carbone par tonne dans le cas des combustibles solides;
 - en tonnes métriques de carbone par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
 - en kilogrammes de carbone par kilogramme dans le cas des combustibles gazeux;
- Combustible _{i} = Masse ou volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , soit :
- la masse exprimée en tonnes métriques dans le cas des combustibles solides;
 - le volume exprimé en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux;
 - le volume exprimé en kilolitres dans le cas des combustibles liquides.

La teneur en carbone de même que la masse moléculaire ou la fraction moléculaire des combustibles gazeux doivent être déterminées à l'aide des résultats d'échantillonnage et d'analyse indiqués par le fournisseur du combustible ou des échantillonnages qu'il a lui-même effectués en utilisant l'une des méthodes suivantes :

1° dans le cas des combustibles solides, soit le charbon, le coke, les biocombustibles solides et les combustibles dérivés de matières résiduelles, conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal »;

2° dans le cas de combustibles liquides à base de pétrole et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, selon l'une des méthodes suivantes :

- a) conformément à la norme ASTM D5291-02 (2007) intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants »;
- b) en appliquant la méthode d'analyse élémentaire;

- c) conformément à la norme ASTM D3238-95 (2005) intitulée « Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by n-d-M Method » et l'une ou l'autre des normes ASTM D2502-04 intitulée « Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements » et ASTM D2503-92 (2007) intitulée « Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurements of Vapor Pressure »;
- 3° dans le cas de combustibles gazeux, conformément à la norme ASTM D1945-03 intitulée « Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography » ou la norme ASTM D1946-90 (2006) intitulée « Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography », ou en mesurant à plus ou moins 5 % la teneur en carbone du combustible à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, à la fréquence suivante :
- a) hebdomadairement pour le gaz naturel et le biogaz;
- b) quotidiennement pour tous les autres types de combustibles gazeux.

QC.1.5.6. Mesures et prélèvements des données d'échantillonnage des combustibles

Lorsque les méthodes de calcul des émissions indiquent d'effectuer des mesures ou de prélever des données périodiquement à l'égard d'une source d'émission, l'émetteur doit effectuer 100 % des mesures et des prélèvements de données conformément à la méthode de calcul utilisée pour chaque année de déclaration sous réserve des cas suivants :

- 1° lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage de combustibles, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir les données analytiques couvrant au moins 80 % de ses émissions, il doit tenir pour invérifiables les données d'émissions de cette source pour l'année de déclaration;
- 2° lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage de combustibles, l'émetteur échantillonne au moins 80 % mais moins de 100 % des émissions d'une des sources d'émission visées à la présente annexe, il doit utiliser les méthodes prévues à QC.1.6 afin de combler les données manquantes d'une période donnée.

QC.1.5.7. Méthode provisoire d'échantillonnage des combustibles

Lorsqu'une méthode de calcul des émissions requiert la mesure en continu des émissions ou l'échantillonnage des combustibles et que l'équipement nécessaire à cette fin n'est pas opérationnel, l'émetteur peut utiliser, jusqu'à ce que cet équipement soit réparé ou remplacé, une méthode provisoire d'échantillonnage des combustibles si les conditions suivantes sont réunies :

- 1° la panne peut compromettre plus de 20 % des données prélevées à la source, rendant impossible la vérification de la déclaration exigée en vertu de l'article 6.6 du présent règlement pour cette source;

2° l'équipement servant à l'échantillonnage des combustibles qui n'est pas opérationnel ne peut être réparé ou remplacé rapidement sans interruption de l'équipement fixe de combustion touché ou encore sans incidence importante sur l'exploitation des installations;

3° la méthode provisoire est la méthode d'échantillonnage la plus fiable pouvant être utilisée.

L'émetteur qui utilise une méthode provisoire doit aviser le ministre de la défektivité de l'équipement dans les 30 jours de l'évènement et lui fournir les renseignements suivants :

1° la description de la méthode provisoire utilisée ainsi que les dates de début et de fin de cette utilisation;

2° la description détaillée des données touchées par la défektivité;

3° une analyse de la fiabilité des données recueillies selon la méthode provisoire comparativement aux données normalement recueillies;

4° une démonstration à l'effet que les conditions prévues aux paragraphes 1° à 3° du premier alinéa sont satisfaites.

QC.1.6. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, une donnée de remplacement, déterminée de la manière suivante, doit être utilisée :

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3 et QC.1.4.2, il doit :

- a) lorsque la donnée manquante est le pouvoir calorifique supérieur, la teneur en carbone ou la masse moléculaire d'un combustible, utiliser en remplacement de cette donnée la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Cependant :
 - i) si la donnée suivant cette période ne peut être obtenue à temps pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre, l'émetteur peut utiliser seulement la donnée précédant cette période ou une donnée estimée selon toutes les données afférentes aux procédés utilisés;
 - ii) si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée échantillonnée ou mesurée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

- b) lorsque la donnée manquante est la concentration en CO₂, le débit des gaz de combustion, la teneur en eau, la consommation de combustibles ou la quantité d'absorbant utilisée, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues à QC.1.3.4 et QC.1.4.4, il doit déterminer la donnée de remplacement pour le pouvoir calorifique supérieur du combustible, la teneur en carbone, la concentration de CO₂, le débit des gaz de combustion, le débit volumique ou l'apport énergétique du combustible, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé « Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques » et publié en novembre 2005 par Environnement Canada.

QC.1.7. Tableaux

Tableau 1-1. Pouvoirs calorifiques supérieurs selon le type de combustible

(QC.1.3.1, 1°, QC.1.4.1, 1°, QC.1.5.2, 2°, QC.17.3.1, 2°)

Combustibles liquides	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/kL)
Asphalte et bitume routier	44,46
Essence aviation	33,52
Diesel	38,30
Carburacteur	37,40
Kérosène	37,68
Propane	25,31
Éthane	17,22
Butane	28,44
Lubrifiants	39,16
Essence (véhicules hors route)	35,00
Mazout léger	38,80
Mazout lourd (n ^{os} 5 et 6)	42,50
Pétrole brut	38,32
Naphta	35,17
Matières premières pétrochimiques	35,17
Coke de pétrole (pour raffinage)	46,35
Coke de pétrole (pour valorisation)	40,57

Combustibles solides	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/tonne métrique)
Charbon anthraciteux	27,70
Charbon bitumineux	26,33
Charbon bitumineux étranger	29,82
Charbon subbitumineux	19,15
Lignite	15,00
Coke de charbon	28,83
Déchets ligneux (résidus de bois)	18,00
Liqueur usée de cuisson	14,00
Matières résiduelles collectées par une municipalité	11,57
Combustibles gazeux	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/m³)
Gaz naturel	0,03832
Gaz de cokerie	0,01914
Gaz de raffinerie (pour raffinage)	0,03608
Gaz de raffinerie (pour valorisation)	0,04324
Gaz d'enfouissement (méthane capté)	0,03590

Tableau 1-2. Facteurs d'émission et pouvoirs calorifiques supérieurs selon le type de combustible

(QC.1.3.1, QC.1.3.2, QC.1.3.5, 2°, QC.1.4.1, 1°, QC.1.5.1, 3°)

Combustibles	Facteur d'émission de CO₂ (kg CO₂/GJ)	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/kL)
Mazout léger n° 1	69,37	38,78
Mazout léger n° 2	70,05	38,50
Mazout lourd n° 4	71,07	40,73
Kérosène	67,25	37,68
Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	59,65	25,66
Propane pur	59,66	25,31
Propylène	62,46	25,39
Éthane	56,68	17,22
Éthylène	63,86	27,90
Isobutane	61,48	27,06
Isobutylène	64,16	28,73
Butane	60,83	28,44
Butène	64,15	28,73
Essence naturelle	63,29	30,69
Essence	65,40	34,87
Essence aviation	69,87	33,52
Kérosène type aviation	68,40	37,66

Tableau 1-3. Facteurs d'émission selon le type de combustible

(QC.1.3.1, 1°, QC.1.3.2, QC.1.4.1, 1°, QC.1.4.4, QC.17.3.1, 2°)

Combustibles liquides	CO ₂ (kg/L)	CO ₂ (kg/ GJ)	CH ₄ (g/L)	CH ₄ (g/GJ)	N ₂ O (g/L)	N ₂ O (g/GJ)
Essence aviation	2,342	69,87	2,200	65,630	0,230	6,862
Diesel	2,663	69,53	0,133	3,473	0,400	10,44
Carburacteur	2,534	67,75	0,080	2,139	0,230	6,150
Kérosène						
- Services d'électricité	2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Usages industriels	2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Autoconsommation	2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	2,534	67,25	0,026	0,690	0,031	0,823
Propane						
- Secteur résidentiel	1,510	59,66	0,027	1,067	0,108	4,267
- Autres secteurs	1,510	59,66	0,024	0,948	0,108	4,267
Éthane	0,976	56,68	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Butane	1,730	60,83	0,024	0,844	0,108	3,797
Lubrifiants	1,410	36,01	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Essence (véhicules hors route)	2,289	65,40	2,700	77,140	0,050	1,429
Mazout léger						
- Services d'électricité	2,725	70,23	0,180	4,639	0,031	0,799
- Usages industriels	2,725	70,23	0,006	0,155	0,031	0,799
- Autoconsommation	2,643	68,12	0,006	0,155	0,031	0,799
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	2,725	70,23	0,026	0,670	0,031	0,799
Mazout lourd (n° 5 et 6)						
- Services d'électricité	3,124	73,51	0,034	0,800	0,064	1,506
- Usages industriels	3,124	73,51	0,12	2,824	0,064	1,506
- Autoconsommation	3,158	74,31	0,12	2,824	0,064	1,506
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	3,124	73,51	0,057	1,341	0,064	1,820
Naphta	0,625	17,77	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Matières premières pétrochimiques	0,500	14,22	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Coke de pétrole (pour raffinage)	3,826	82,55	0,12	2,589	0,0265	0,572
Coke de pétrole (pour valorisation)	3,494	86,12	0,12	2,958	0,0231	0,569

Biocombustibles et autres combustibles solides	CO₂ (kg/kg)	CO₂ (kg/GJ)	CH₄ (g/kg)	CH₄ (g/GJ)	N₂O (g/kg)	N₂O (g/GJ)
Gaz d'enfouissement	2,989	83,3	0,60	16,700	0,06	1,671
Déchets ligneux (résidus de bois) dont la teneur en H ₂ O s'élève à 50 %	0,950	52,8	0,05	2,778	0,02	1,111
Déchets ligneux (résidus de bois) dont la teneur en H ₂ O s'élève à 12 %	1,59	88,9	0,51	28,4	0,068	3,79
Liqueur usée de cuisson	1,428	102,0	0,05	3,571	0,02	1,429
Coke de charbon	2,480	86,02	0,03	1,041	0,02	0,694
Pneus	S. O.	85,0	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Combustibles gazeux	CO₂ (kg/m³)	CO₂ (kg/GJ)	CO₂ (g/m³)	CH₄ (g/GJ)	N₂O (g/m³)	N₂O (g/GJ)
Gaz de cokerie	1,60	83,60	0,037	1,933	0,0350	1,829
Gaz de raffinerie (pour raffinage)	1,75	48,50	S. O.	S. O.	0,0222	0,615
Gaz de raffinerie (pour valorisation)	2,14	49,49	S. O.	S. O.	0,0222	0,513

Tableau 1-4. Facteurs d'émission de CO₂ du gaz naturel

(QC.1.3.1, 1°, QC.1.3.2, 1°, QC.17.3.1, 2°)

Gaz commercialisable (kg CO₂/m³)	Gaz commercialisable (kg CO₂/GJ)
1,878	49,01

Tableau 1-5. Facteurs d'émission de CO₂ du charbon

(QC.1.3.1, 1°, QC.1.3.2, 1°, QC.17.3.1, 2°)

Types de charbon	Facteur d'émission (kg CO₂/kg)	Facteur d'émission (kg CO₂/GJ)
- bitumineux canadiens	2,25	85,5
- bitumineux américains	2,34	88,9
- anthracite	2,39	86,3

Tableau 1-6. Autres facteurs d'émission

(QC.1.3.1, 1°, QC.1.3.2, 1°, QC.17.3.1, 2°)

Types de matières	Facteur d'émission de CO ₂ (kg/GJ)	Facteur d'émission de CH ₄ (g/GJ)	Facteur d'émission de N ₂ O (g/GJ)
Matières résiduelles collectées par une municipalité	85,6	30	4,0
Tourbe	103,0	1	1,5

Tableau 1-7. Facteurs d'émission de CH₄ et de N₂O du gaz naturel selon le type d'utilisation

(QC.1.4.1, 1°, QC.1.4.4)

Type d'utilisation	CH ₄ (g/m ³)	CH ₄ (g/GJ)	N ₂ O (g/m ³)	N ₂ O (g/GJ)
Centrale électrique	0,490	12,790	0,049	1,279
Usages industriels	0,037	0,966	0,033	0,861
Autoconsommation (non commercialisable)	6,500	169,600	0,060	1,566
Gazoduc	1,900	49,580	0,050	1,305
Ciment	0,037	0,966	0,034	0,887
Secteur manufacturier	0,037	0,966	0,033	0,861
Secteurs résidentiel, commercial, institutionnel, agricole et de la construction	0,037	0,966	0,035	0,913

Tableau 1-8. Facteurs d'émission de CH₄ et N₂O du charbon selon le type d'utilisation

(QC.1.4.1, 1°)

Type d'utilisation	Facteur d'émission (g CH ₄ /kg charbon)	Facteur d'émission (g N ₂ O/kg charbon)
Centrale électrique	0,022	0,032
Secteur industriel, centrales thermiques à vapeur	0,030	0,020
Secteurs résidentiel et institutionnel	4,000	0,020

Tableau 1-9. Méthodes de test de débit

(QC.1.5.2, 3°)

Organisme de normalisation	Méthodes	
	Numéro	Titre
American Society of Mechanical Engineers (ASME)	ASME MFC-3M-2004	Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle, and Venturi
	ASME MFC-4M-1986 (Reconduite en 2008)	Measurement of Gas Flow by Turbine Meters
	ASME MFC-5M-1985 (Reconduite en 2006)	Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits Using Transit-Time Ultrasonic Flowmeters
	ASME MFC-6M-1998 (Reconduite en 2005)	Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Vortex Flowmeters
	ASME MFC-7M-1987 (Reconduite en 2006)	Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles
	ASME MFC-9M-1988 (Reconduite en 2006)	Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits by Weighing Method
Organisation internationale de normalisation (ISO)	ISO 8316: 1987	Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits - Method by Collection of the Liquid in a Volumetric Tank
American Gas Association (AGA)	AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas Part 1: General Equations & Uncertainty Guidelines (1990)
	AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas Part 2: Specification and Installation Requirements (2000)
	AGA Report No. 7	Measurement of Natural Gas by Turbine Meter (2006)
American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE)	ASHRAE 41.8-1989	Standard Methods of Measurement of Flow of Liquids in Pipes Using Orifice Flowmeters

Tableau 1-10. Masses volumiques

(QC.1.5.2)

Combustibles	Masses volumiques (kg/L)
Mazout léger n° 1	0,81
Mazout léger n° 2	0,86
Mazout lourd n°6	0,97

QC.2. COMBUSTION DES GAZ COMBUSTIBLES DE RAFFINERIE**QC.2.1. Sources visées**

Les sources visées sont tous les équipements fixes de combustion situés sur le site d'une raffinerie de pétrole qui consomment des gaz combustibles, soit les gaz de raffinerie, les flexigaz et les gaz associés.

QC.2.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants pour chaque type de gaz combustible, soit les gaz de raffinerie, les flexigaz et les gaz associés :

- 1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O, en tonnes métriques;
- 2° la consommation annuelle de gaz combustibles, en millions de mètres cubes aux conditions de référence;
- 3° la teneur moyenne en carbone de chaque gaz combustible lorsqu'elle est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz combustible;
- 4° le pouvoir calorifique supérieur moyen de chaque gaz combustible lorsqu'il est utilisé pour calculer les émissions de CO₂, en mégajoules par mètre cube de gaz combustible aux conditions de référence;
- 5° la masse moléculaire quotidienne du gaz de raffinerie et du flexigaz lorsqu'elle est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, en kilogrammes par kilomole.

Les paragraphes 3°, 4° et 5° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.2.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion situés sur le site d'une raffinerie de pétrole sont calculées en additionnant les émissions quotidiennes de CO₂ de chaque réseau d'alimentation en gaz de raffinerie, en flexigaz et en gaz associés, lesquelles émissions doivent être calculées selon l'une des méthodes de calcul prévues à QC.2.3.1 à QC.2.3.4.

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables aux équipements fixes de combustion situés sur le site d'une raffinerie de pétrole qui utilisent des gaz de raffinerie, du flexigaz et des gaz associés doivent être calculées selon la méthode de calcul prévue à QC.2.3.5.

QC.2.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de gaz combustibles peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.2.3.2. Calcul des émissions de CO₂ de chaque réseau d'alimentation en gaz de raffinerie et en flexigaz

Les émissions annuelles de CO₂ de chaque réseau d'alimentation en gaz de raffinerie et en flexigaz doivent être calculées conformément à l'une des méthodes suivantes :

1° selon la teneur en carbone et la masse moléculaire du gaz de raffinerie ou du flexigaz, selon l'équation 2-1 :

Équation 2-1

$$\text{Où : } CO_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \left(GRF_{ij} \times TC_{ij} \times \frac{MM_{ij}}{CVM} \right) \times 3,664 \times 0,001$$

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de gaz de raffinerie ou de flexigaz, en tonnes métriques;

n = Nombre de jours d'exploitation dans l'année;

m = Nombre de réseaux;

i = Jour;

j = Réseau;

GRF_{ij} = Consommation de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, en mètres cubes aux conditions de référence;

TC_{ij} = Teneur en carbone de l'échantillon de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, mesurée conformément à QC.2.4.2, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;

MM_{ij} = Masse moléculaire de l'échantillon de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° selon le pouvoir calorifique supérieur moyen quotidien du gaz de raffinerie ou du flexigaz, déterminé avec les données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, selon les équations 2-2 et 2-3 :

Équation 2-2

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (PCS_{ij} \times GRF_{ij} \times FE_{CO_2,ij})$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau *j*, en tonnes métriques;

n = Nombre de jours d'exploitation dans l'année;

m = Nombre de réseaux;

i = Jour;

j = Réseau;

PCS_{ij} = Pouvoir calorifique supérieur moyen du gaz de raffinerie ou du flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, déterminé par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, en mégajoules par mètre cube aux conditions de référence;

GRF_{ij} = Consommation de gaz de raffinerie et de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, en mètres cubes aux conditions de référence;

FE_{CO₂,ij} = Facteur d'émission de CO₂ des gaz de raffinerie et du flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, calculé selon l'équation 2-3, en tonnes métriques de CO₂ par mégajoule;

Équation 2-3

$$FE_{CO_2,ij} = \frac{TC_{ij}}{PCS_{ij}} \times \frac{MM_{ij}}{CVM} \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

FE_{CO₂,ij} = Facteur d'émission de CO₂ des gaz de raffinerie et de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, en tonnes métriques de CO₂ par mégajoule;

TC_{ij} = Teneur en carbone de l'échantillon de gaz de raffinerie et de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, mesurée conformément à QC.2.4.2, en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz de raffinerie et de flexigaz;

PCS_{ij} = Pouvoir calorifique supérieur de l'échantillon de gaz de raffinerie et de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, déterminé conformément à QC.2.4.3, en mégajoules par mètre cube aux conditions de référence;

- MM_{ij} = Masse moléculaire des gaz de raffinerie ou du flexigaz du réseau j pour le jour i , en kilogrammes par kilomole;
- CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.2.3.3. Calcul des émissions de CO₂ des gaz associés

Les émissions annuelles de CO₂ des gaz associés peuvent être calculées selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.2, sauf par l'émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, ou selon la méthode prévue à QC.1.3.3.

QC.2.3.4. Calcul des émissions de CO₂ des gaz mélangés avant la combustion

En outre des méthodes prévues à QC.2.3.1 et QC.2.3.2, dans le cas des gaz mélangés avant la combustion, l'émetteur peut calculer les émissions annuelles de CO₂ pour chaque gaz avant le mélange. Dans ce cas, l'émetteur doit :

- 1° mesurer le débit de chaque flux de combustible;
- 2° déterminer la teneur en carbone et le pouvoir calorifique supérieur de chaque flux de combustible avant le mélange;
- 3° calculer les émissions de CO₂ pour chaque flux de combustible selon les méthodes suivantes :
 - a) dans le cas des gaz à faible pouvoir calorifique et des gaz associés, conformément à QC.1.3.2, sauf dans le cas de l'émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, ou conformément à QC.1.3.3;
 - b) dans le cas du flexigaz et des gaz de raffinerie, conformément à QC.2.3.2;
- 4° faire la somme des émissions de CO₂ de chaque flux afin de déterminer les émissions totales du mélange.

QC.2.3.5. Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion des gaz combustibles

Les émissions annuelles de CH₄ et N₂O attribuables à la combustion des gaz combustibles doivent être calculées conformément à QC.1.4.

QC.2.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure**QC.2.4.1. Consommation de gaz combustibles**

La consommation de gaz combustibles doit être calculée quotidiennement selon les méthodes prévues à QC.1.5.2.

QC.2.4.2. Teneur en carbone des gaz combustibles

La teneur en carbone des gaz combustibles doit être mesurée conformément à QC.1.5.5 :

- 1° à tous les huit heures et au moyen d'équipements de mesure en continu ou par une analyse en laboratoire distincte dans le cas des gaz de raffinerie;
- 2° une fois par jour dans le cas du flexigaz;
- 3° une fois par mois dans le cas des gaz associés.

QC.2.4.3. Pouvoir calorifique supérieur des gaz combustibles

Le pouvoir calorifique supérieur des gaz combustibles doit être déterminé conformément à QC.1.5.4 et selon l'une des méthodes suivantes :

- 1° à même l'échantillon utilisé pour effectuer l'analyse de la teneur en carbone;
- 2° à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions et en utilisant la valeur horaire moyenne correspondant à l'heure à laquelle la teneur en carbone a été déterminée.

QC.2.4.4. Raffinerie de capacité de production quotidienne de pétrole brut inférieure ou égale à 8 744 kl

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement ayant une capacité de production quotidienne de pétrole brut inférieure ou égale à 8 744 kl peut effectuer hebdomadairement les mesures prescrites à QC.2.4.1 à QC.2.4.3 qui sont nécessaires au calcul des émissions conformément aux équations 2-2 et 2-3.

QC.3. PRODUCTION D'ALUMINIUM**QC.3.1. Sources visées**

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'aluminium primaire.

QC.3.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la consommation d'anodes précuites ou d'anodes des cellules d'électrolyse par procédé Söderberg, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CF₄ et de C₂F₆ attribuables aux effets d'anode, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la calcination du coke vert, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de SF₆ attribuables à la consommation du gaz de couverture, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

7° les productions mensuelles d'aluminium, en tonnes métriques;

8° dans le cas de l'utilisation du procédé avec anodes précuites :

a) les consommations mensuelles nettes d'anodes précuites pour la production d'aluminium, en tonnes métriques d'anodes par tonne métrique d'aluminium;

b) les teneurs mensuelles de soufre des anodes précuites, en kilogrammes de soufre par kilogramme d'anodes précuites;

c) les teneurs mensuelles en cendres des anodes précuites, en kilogrammes de cendres par kilogramme d'anodes précuites;

d) les teneurs mensuelles en impuretés, autres que le soufre et les cendres, des anodes précuites, en kilogrammes d'impuretés par kilogramme d'anodes précuites;

- 9° dans le cas de l'utilisation du procédé avec anodes Söderberg :
- a) les consommations mensuelles de pâte anodique, en tonnes métriques de pâte par tonne métrique d'aluminium;
 - b) les émissions mensuelles de matières solubles dans le benzène (MSB), en kilogrammes de MSB par tonne métrique d'aluminium;
 - c) les teneurs mensuelles moyennes de brai dans la pâte anodique, en kilogrammes de brai par kilogramme de pâte anodique;
 - d) les teneurs mensuelles en soufre du brai, en kilogrammes de soufre par kilogramme de brai;
 - e) les teneurs mensuelles en cendres du brai, en kilogrammes de cendres par kilogramme de brai;
 - f) les teneurs mensuelles en hydrogène du brai, en kilogrammes d'hydrogène par kilogramme de brai;
 - g) les teneurs mensuelles en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;
 - h) les teneurs mensuelles en cendres du coke calciné, en kilogrammes de cendres par kilogramme de coke calciné;
 - i) les rapports mensuels du carbone présent dans la poussière écumée des cuves Söderberg, en kilogrammes de carbone par kilogramme d'aluminium produit;
- 10° dans le cas de l'utilisation du procédé de cuisson d'anodes précuites ou de cathodes :
- a) les consommations mensuelles de matériel de garniture, en tonnes métriques de matériel de garniture par tonne métrique d'anodes ou de cathodes cuites;
 - b) les productions mensuelles d'anodes ou de cathodes cuites, en tonnes métriques;
 - c) les teneurs mensuelles en cendres du matériel de garniture, en kilogrammes de cendres par kilogramme de matériel de garniture;
 - d) les teneurs mensuelles en soufre du matériel de garniture, en kilogrammes de soufre par kilogramme de matériel de garniture;
 - e) les teneurs mensuelles en impuretés, autres que le soufre et les cendres, du matériel de garniture, en kilogrammes d'impuretés par kilogramme de matériel de garniture;
 - f) les consommations mensuelles d'anodes ou de cathodes crues, en tonnes métriques;

- g)* les teneurs mensuelles en brai des anodes ou des cathodes crues, en kilogrammes de brai par kilogramme d'anodes ou de cathodes crues;
 - h)* les quantités de goudron récupéré mensuellement lors de la cuisson d'anodes ou de cathodes, en tonnes métriques;
- 11° dans le cas de l'utilisation du procédé de calcination du coke :
- a)* les consommations mensuelles de coke vert, en tonnes métriques;
 - b)* les teneurs mensuelles en eau du coke vert consommé, en kilogrammes d'eau par kilogramme de coke vert;
 - c)* les teneurs mensuelles en matières volatiles du coke vert, en kilogrammes de matières volatiles par kilogramme de coke vert;
 - d)* les teneurs mensuelles en soufre du coke vert, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke vert;
 - e)* les teneurs mensuelles en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;
 - f)* les quantités de coke calciné produit mensuellement, en tonnes métriques;
 - g)* les quantités de coke sous-calciné produit mensuellement, en tonnes métriques;
 - h)* les émissions mensuelles de poussière de coke, en tonnes métriques;
- 12° dans le cas des émissions de CF₄ ou de C₂F₆ attribuables aux effets d'anodes :
- a)* la pente déterminée conformément à la méthode prévue à QC.3.4.2, en tonnes métriques de CF₄ ou de C₂F₆ par tonne métrique d'aluminium, par minute d'effets d'anode, par cuve et par jour pour chaque série de cuves;
 - b)* les fréquences de l'effet d'anode, soit le nombre quotidien d'effets d'anode par cuve pour chaque série de cuves;
 - c)* les durées des effets d'anode, en minutes par effet d'anode pour chaque série de cuves;
 - d)* les productions quotidiennes d'aluminium, en tonnes métriques pour chaque série de cuves;
 - e)* le nombre de jours d'exploitation par année pour chaque série de cuves;
 - f)* le coefficient de surtension déterminé conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF₄ ou de C₂F₆ par tonne métrique d'aluminium par millivolt pour chaque série de cuves;

- g)* les surtensions quotidiennes dues à l'effet d'anode, en millivolts par cuve pour chaque série de cuves;
 - h)* l'efficacité de courant du procédé de production d'aluminium, exprimée sous forme de fraction pour chaque série de cuves;
- 13° dans le cas des émissions de SF₆ utilisé comme gaz de couverture :
- a)* la quantité annuelle des achats de SF₆, en tonnes métriques;
 - b)* la quantité de SF₆ transféré hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;
 - c)* la quantité de SF₆ en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;
 - d)* la quantité de SF₆ en inventaire en fin d'année, en tonnes métriques;
 - e)* les quantités mensuelles de gaz de couverture entrant aux cellules d'électrolyse, en tonnes métriques;
 - f)* les concentrations mensuelles de SF₆ dans le gaz entrant aux cellules d'électrolyse, en tonnes métriques;
 - g)* les quantités mensuelles de gaz contenant du SF₆ recueilli et transféré hors de l'établissement, en tonnes métriques;
 - h)* les concentrations mensuelles de SF₆ dans le gaz recueilli et transféré hors de l'établissement, en tonnes métriques.

Le paragraphe 12° du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de CF₄ ou de C₂F₆ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.3.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

QC.3.3.1. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la consommation d'anodes précurtées

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la consommation d'anodes précurtées doivent être calculées selon l'équation 3-1 :

Équation 3-1

$$\text{Où : } CO_2 = \sum_{i=1}^{12} [CNA \times PM \times \frac{(100 - S_a - Cen_a - Imp_a)}{100} \times 3,664]_i$$

$CO_2 =$ Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes précuites, en tonnes métriques;

$i =$ Mois;

$CNA =$ Consommation nette d'anodes pour la production d'aluminium pour le mois i , en tonnes métriques d'anodes par tonne métrique d'aluminium;

$PM =$ Production d'aluminium pour le mois i , en tonnes métriques;

$S_a =$ Teneur en soufre des anodes précuites pour le mois i , en kilogrammes de soufre par kilogramme d'anodes précuites;

$Cen_a =$ Teneur en cendres des anodes précuites pour le mois i , en kilogrammes de cendres par kilogramme d'anodes précuites;

$Imp_a =$ Teneur en impuretés, autres que le soufre et les cendres, des anodes précuites pour le mois i , en kilogrammes d'impuretés par kilogramme d'anodes précuites. Lorsque cet élément n'est pas mesuré, la valeur est de zéro;

$3,664 =$ Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.3.3.2. Calcul des émissions de CO_2 attribuables à la consommation des anodes des procédés Söderberg

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes des procédés Söderberg doivent être calculées selon l'équation 3-2 :

Équation 3-2

$$\text{Où : } CO_2 = \sum_{i=1}^{12} \left[(PC \times PM) - \left(\frac{MSB \times PM}{1000} \right) - \left(\frac{TB}{100} \times PC \times PM \times \left(\frac{S_b + Cen_b + H_b}{100} \right) \right) \right] \times 3,664$$

$$- \left(\frac{100 - TB}{100} \times PC \times PM \times \frac{S_c + Cen_c}{100} \right) - (PM \times CP)$$

$CO_2 =$ Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes des procédés Söderberg, en tonnes métriques;

$i =$ Mois;

$PC =$ Consommation de pâte anodique durant le mois i , en tonnes métriques de pâte par tonne métrique d'aluminium;

- PM = Production d'aluminium pour le mois i , en tonnes métriques;
- MSB = Émissions de matières solubles dans le benzène (MSB), en kilogrammes de MSB par tonne métrique d'aluminium;
- TB = Teneur moyenne de brai dans la pâte anodique pour le mois i , en kilogrammes de brai par kilogramme de pâte anodique;
- S_b = Teneur en soufre du brai pour le mois i , en kilogrammes de soufre par kilogramme de brai;
- Cen_b = Teneur en cendres du brai, en kilogrammes de cendres par kilogramme de brai;
- H_b = Teneur en hydrogène du brai, en kilogrammes d'hydrogène par kilogramme de brai;
- S_c = Teneur en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;
- Cen_c = Teneur en cendres du coke calciné, en kilogrammes de cendres par kilogramme de coke calciné;
- CP = Rapport mensuel du carbone présent dans la poussière écumée des cuves Sodërberg, en kilogrammes de carbone par kilogramme d'aluminium produit;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

QC.3.3.3. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes doivent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes :

1° dans le cas des émissions annuelles de CO₂, selon l'équation 3-3 :

Équation 3-3

$$CO_2 = CO_{2\ MG} + CO_{2\ B}$$

Où :

- CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes, en tonnes métriques;
- CO_{2 MG} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables au matériel de garniture calculées conformément à l'équation 3-4, en tonnes métriques;
- CO_{2 B} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la cokéfaction du brai calculées conformément à l'équation 3-5, en tonnes métriques;

- 2° dans le cas des émissions de CO₂ attribuables au matériel de garniture, selon l'équation 3-4 :

Équation 3-4

$$CO_{2\text{ MG}} = \sum_{i=1}^{12} \left(CMG \times PACC \times \frac{100 - Cen_{mg} - S_{mg} - Imp_{mg}}{100} \right)_i \times 3,664$$

Où :

CO_{2 MG} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables au coke de garniture, en tonnes métriques;

i = Mois;

CMG = Consommation de matériel de garniture durant le mois *i*, en tonnes métriques de matériel de garniture par tonne métrique d'anodes ou de cathodes cuites;

PACC = Production d'anodes ou de cathodes cuites pour le mois *i*, en tonnes métriques;

Cen_{mg} = Teneur en cendres du matériel de garniture pour le mois *i*, en kilogrammes de cendres par kilogramme de matériel de garniture;

S_{mg} = Teneur en soufre du matériel de garniture pour le mois *i*, en kilogrammes de soufre par kilogramme de matériel de garniture;

Imp_{mg} = Teneur en impuretés, autres que le soufre et les cendres, du matériel de garniture pour le mois *i*, en kilogrammes d'impuretés par kilogramme de matériel de garniture. Lorsque cet élément n'est pas mesuré, la valeur est de zéro;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

- 3° dans le cas des émissions de CO₂ attribuables à la cokéfaction du brai, selon l'équation 3-5 :

Équation 3-5

$$CO_{2\text{ B}} = \sum_{i=1}^{12} \left(CACC - PACC - \left(\frac{H_b}{100} \times \frac{TB}{100} \times CACC \right) - GR \right)_i \times 3,664$$

Où :

CO_{2 B} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la cokéfaction du brai, en tonnes métriques;

i = Mois;

- CACC = Consommation d'anodes ou de cathodes crues durant le mois i , en tonnes métriques;
- PACC = Production d'anodes ou de cathodes cuites pour le mois i , en tonnes métriques;
- H_b = Teneur en hydrogène du brai pour le mois i , en kilogrammes d'hydrogène par kilogramme de brai;
- TB = Teneur en brai des anodes ou des cathodes crues pour le mois i , en kilogrammes de brai par kilogramme d'anodes ou de cathodes crues;
- GR = Goudron récupéré pour le mois i , en tonnes métriques;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

QC.3.3.4. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la calcination du coke vert

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la calcination du coke vert doivent être calculées selon l'équation 3-6 :

Équation 3-6

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} \left[\left[CCV \times \frac{(100 - H_2O_{cv} - V_{cv} - S_{cv})}{100} - (CCP + CSCP + EP) \times \frac{(100 - S_{cc})}{100} \right] \times 3,664 + (CCV \times 0,035 \times 2,75) \right]_i$$

Où :

- CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la calcination du coke vert, en tonnes métriques;
- i = Mois;
- CCV = Consommation de coke vert durant le mois i , en tonnes métriques;
- H_{2O_{cv}} = Teneur en eau du coke vert consommé pour le mois i , en kilogrammes d'eau par kilogramme de coke vert;
- V_{cv} = Teneur en matières volatiles du coke vert pour le mois i , en kilogrammes de matières volatiles par kilogramme de coke vert;
- S_{cv} = Teneur en soufre du coke vert pour le mois i , en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke vert;
- CCP = Coke calciné produit pour le mois i , en tonnes métriques;
- CSCP = Coke sous-calciné produit pour le mois i , en tonnes métriques;
- EP = Émissions de poussière de coke pour le mois i , en tonnes métriques;

- S_{cc} = Teneur en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;
- 0,035 = Teneur en CH_4 et en goudron dans les matières volatiles du coke contribuant aux émissions de CO_2 ;
- 2,75 = Facteur de conversion du CH_4 en CO_2 .

QC.3.4. Méthodes de calcul des émissions de CF_4 et de C_2F_6 attribuables aux effets d'anode

Les émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6 attribuables aux effets d'anode doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.3.4.1 à QC.3.4.3.

QC.3.4.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6 peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.3.6.1.

QC.3.4.2. Méthode de la pente

Les émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6 attribuables aux effets d'anode peuvent être calculées pour chaque série de cuves selon la méthode de la pente prévue à l'équation 3-7:

Équation 3-7

$$E_{CF_4, C_2F_6} = \sum_{j=1}^m \left[\sum_{i=1}^n [pente_{CF_4, C_2F_6} \times FEA \times DEA \times PQ]_i \right]_j$$

Où :

E_{CF_4, C_2F_6} = Émissions annuelles de CF_4 ou de C_2F_6 attribuables aux effets d'anode, en tonnes métriques;

m = Nombre de séries de cuves;

j = Série de cuves;

n = Nombre de jours d'exploitation par année;

i = Jour;

pen_{CF₄, C₂F₆} = Pente déterminée conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF₄ ou de C₂F₆ par tonne métrique d'aluminium par minute d'effets d'anode par cuve et par jour;

FEA = Fréquence de l'effet d'anode, soit le nombre quotidien d'effets d'anode par cuve;

DEA = Durée des effets d'anode, en minutes par effet d'anode;

PQ = Production quotidienne d'aluminium, en tonnes métriques.

QC.3.4.3. Méthode Pechiney

Les émissions annuelles de CF₄ et de C₂F₆ attribuables aux effets d'anode peuvent être calculées pour chaque série de cuves selon la méthode Pechiney prévue à l'équation 3-8:

Équation 3-8

$$E_{CF_4, C_2F_6} = \sum_{j=1}^m \left[\sum_{i=1}^n \left[CS_{CF_4, C_2F_6} \times \frac{SEA}{EC} \times PQ \right]_i \right]_j$$

Où :

E_{CF₄, C₂F₆} = Émissions annuelles de CF₄ ou de C₂F₆ attribuables aux effets d'anode, en tonnes métriques;

m = Nombre de séries de cuves;

j = Série de cuves;

n = Nombre de jours d'exploitation par année;

i = Jour;

CS_{CF₄, C₂F₆} = Coefficient de surtension déterminé conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF₄ ou de C₂F₆ par tonne métrique d'aluminium par millivolt;

SEA = Surtension quotidienne due à l'effet d'anode, en millivolts par cuve;

EC = Efficacité de courant du procédé de production d'aluminium, exprimée sous forme de fraction;

PQ = Production quotidienne d'aluminium, en tonnes métriques.

QC.3.5. Méthode de calcul des émissions attribuables au SF₆ utilisé comme gaz de couverture

Les émissions annuelles de SF₆ utilisé comme gaz de couverture doivent être calculées selon l'une des méthodes de calcul prévues à QC.3.5.1 et QC.3.5.2.

QC.3.5.1. Calcul basé sur la variation d'inventaire

Les émissions annuelles de SF₆ peuvent être calculées sur la base de la variation d'inventaire selon l'équation 3-9 :

Équation 3-9

$$SF_6 = S_{Inv-Début} - S_{Inv-Fin} + S_{Achats} - S_{Livrés}$$

Où :

SF₆ = Émissions annuelles de SF₆ utilisé comme gaz de couverture, en tonnes métriques;

S_{Inv-Début} = Quantité de SF₆ en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

S_{Inv-Fin} = Quantité de SF₆ en inventaire en fin d'année, en tonnes métriques;

S_{Achats} = Quantité des achats de SF₆ pour l'année, en tonnes métriques;

S_{Livrés} = Quantité de SF₆ transféré hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques.

QC.3.5.2. Calcul basé sur des mesures directes

Les émissions annuelles de SF₆ peuvent être calculées sur la base de mesures directes selon l'équation 3-10 :

Équation 3-10

$$SF_6 = \sum_{i=1}^{12} [(Q_{Intrants} \times C_{Intrants}) - (Q_R \times C_R)]_i$$

Où :

SF₆ = Émissions annuelles de SF₆ utilisé comme gaz de couverture, en tonnes métriques;

i = Mois;

Q_{intrants} = Quantité de gaz de couverture entrant aux cellules d'électrolyse pour le mois *i*, en tonnes métriques;

- C_{Intrants} = Concentration de SF₆ dans le gaz entrant aux cellules d'électrolyse pour le mois i , en tonnes métriques;
- Q_R = Quantité de gaz contenant du SF₆ recueilli et transféré hors de l'établissement durant le mois i , en tonnes métriques;
- C_R = Concentration de SF₆ dans le gaz recueilli et transféré hors de l'établissement durant le mois i , en tonnes métriques.

QC.3.6. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui produit de l'aluminium doit mesurer tous les paramètres mensuellement, à l'exception des paramètres concernant les émissions de CF₄ et C₂F₆ des effets d'anode visés à QC.3.4 et des paramètres concernant l'utilisation de SF₆ visés à QC.3.5 qui doivent être mesurés conformément à QC.3.6.1 et QC.3.6.2.

QC.3.6.1. Émissions de CF₄ et C₂F₆ des effets d'anode

L'émetteur qui utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions de CF₄ et de C₂F₆ attribuables aux effets d'anode doit le faire conformément aux lignes directrices du document intitulé « Recommandations du GIEC en matières de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre » publié par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

L'émetteur qui utilise la méthode de la pente prévue à QC.3.4.2 ou la méthode Péchiney prévue à QC.3.4.3 doit effectuer des tests de rendement afin de calculer la pente ou le coefficient de surtension, pour chaque série de cuves, à l'aide du « Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane and Hexafluoroethane Emissions from Primary Aluminum Production » publié en avril 2008 par le U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) et le International Aluminum Institute. Ces tests doivent être effectués de nouveau dans les cas suivants :

- 1° il s'est écoulé 36 mois depuis les dernières mesures;
- 2° un changement est survenu dans l'algorithme de contrôle et modifie l'intensité ou la durée des effets d'anode ou la nature du protocole de terminaison de ces effets;
- 3° des changements se sont produits dans la distribution ou la durée des effets d'anode, ce qui peut survenir lorsque le pourcentage de terminaisons manuelles varie ou lorsque le nombre d'effets d'anode diminue et entraîne à son tour la diminution de leur durée ou lorsque survient une modification de l'algorithme pour les mouvements de pont et pour la comptabilisation de la surtension des effets d'anode.

QC.3.6.2. Émissions de SF₆ utilisé comme gaz de couverture

L'émetteur qui utilise la méthode de mesures directes prévue à QC.3.5.2 pour calculer les émissions de SF₆ attribuables à la consommation de gaz de couverture doit mesurer mensuellement la quantité de SF₆ qui entre aux cellules d'électrolyse ainsi que la quantité et la concentration en SF₆ de tout gaz résiduel recueilli et transféré hors de l'établissement.

QC.4. PRODUCTION DE CIMENT**QC.4.1. Sources visées**

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production des ciments de types Portland, naturel, maçonnerie, pouzzolanique et autres ciments hydrauliques.

QC.4.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de calcination, en tonnes métriques;
- 3° pour chaque four de calcination :
 - a) les facteurs d'émission mensuels de CO₂, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de clinker;
 - b) les productions mensuelles de clinker en tonnes métriques;
 - c) les teneurs mensuelles d'oxyde de calcium dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de clinker;
 - d) les teneurs mensuelles d'oxyde de magnésium dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de clinker;
 - e) les quantités mensuelles de matières premières non carbonatées, en tonnes métriques;
 - f) les teneurs mensuelles d'oxyde de calcium dans les matières premières non carbonatées, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de matières premières non carbonatées;
 - g) les teneurs mensuelles d'oxyde de magnésium dans les matières premières non carbonatées, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de matières premières non carbonatées;
 - h) les facteurs d'émission de CO₂ mensuels des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de poussières;
 - i) les quantités mensuelles de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques;

- 4° le degré de calcination de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination;
- 5° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'oxydation du carbone organique, en tonnes métriques;
- 6° pour chaque type de matière première :
- a) la quantité de matières premières utilisées au cours de l'année, en tonnes métriques;
 - b) la teneur en carbone organique total dans les matières premières, en tonnes métriques de carbone organique par tonne métrique de matières premières;
- 7° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles de tous les fours de calcination calculées conformément au paragraphe 2° de QC.4.3.2, en tonnes métriques;
- 8° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation de tous les équipements fixes de combustion, à l'exception des fours de calcination, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques.

Les paragraphes 2°, 3°, 4° et 6° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions. Il doit cependant déclarer la quantité de chaque combustible utilisé pour chaque four.

QC.4.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de fours de calcination

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de fours de calcination doivent être calculées conformément à l'une des deux méthodes de calcul prévues à QC.4.3.1 et QC.4.3.2.

QC.4.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.4.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes :

1° les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de fours de calcination doivent être calculées en additionnant les émissions de CO₂ attribuables à la calcination et les émissions de CO₂ attribuables à l'oxydation du carbone organique présent dans les matières premières, lesquelles sont calculées conformément aux méthodes suivantes :

- a) les émissions de CO₂ attribuables à la calcination doivent être calculées selon les équations 4-1 à 4-4 :

Équation 4-1

$$\text{Où : } CO_{2-c} = \sum_{i=1}^{12} [(Cli \times FE_{Cli}) + (Q_{PFC} \times FE_{PFC})]_i$$

CO_{2-c} = Émissions de CO₂ attribuables à la calcination, en tonnes métriques;

i = Mois;

Cli = Production de clinker en tonnes métriques;

FE_{Cli} = Facteur d'émission de CO₂ mensuel du clinker, établi selon l'équation 4-2, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de clinker;

Q_{PFC} = Quantité mensuelle de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques;

FE_{PFC} = Facteur d'émission de CO₂ mensuel des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, établi selon l'équation 4-3, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de poussières rejetées et non recyclées;

Équation 4-2

$$FE_{Cli} = \left[CaO_{Cli} - \left(\frac{CaO_{MPNC} \times MPNC}{Cli} \right) \right] \times 0,785 + \left[MgO_{Cli} - \left(\frac{MgO_{MPNC} \times MPNC}{Cli} \right) \right] \times 1,092$$

Où :

FE_{Cli} = Facteur d'émission de CO₂ mensuel du clinker, établi en fonction de la calcination complète de tous les carbonates présents dans les matières premières, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de clinker;

CaO_{Cli} = Teneur mensuelle d'oxyde de calcium dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de clinker;

CaO_{MPNC} = Teneur mensuelle d'oxyde de calcium dans les matières premières non carbonatées, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de matières premières non carbonatées;

$MPNC$ = Quantité mensuelle des matières premières non carbonatées, en tonnes métriques;

Cli = Production mensuelle de clinker, en tonnes métriques;

0,785 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de calcium;

MgO_{Cli} = Teneur mensuelle d'oxyde de magnésium dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de clinker;

MgO_{MPNC} = Teneur mensuelle d'oxyde de magnésium dans les matières premières non carbonatées, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de matières premières non carbonatées;

1,092 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de magnésium;

Équation 4-3

$$FE_{PFC} = \frac{\frac{FE_{Cli}}{1 + FE_{Cli}} \times d}{1 - \left(\frac{FE_{Cli}}{1 + FE_{Cli}} \times d \right)}$$

Où :

FE_{PFC} = Facteur d'émission de CO_2 mensuel des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de poussières rejetées et non recyclées;

FE_{Cli} = Facteur d'émission de CO_2 mensuel du clinker, établi selon l'équation 4-2, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de clinker;

d = Degré de calcination des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, déterminé selon l'équation 4-4;

Équation 4-4

$$d = 1 - \frac{TCO_{2,PFC} \times (1 - TCO_{2,MP})}{(1 - TCO_{2,PFC}) \times TCO_{2,MP}}$$

Où :

d = Degré de calcination des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination;

$TCO_{2,PFC}$ = Teneur en CO_2 carbonaté présent dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO_2 carbonaté par tonne métrique de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination;

$TCO_{2,MP}$ = Teneur en CO_2 carbonaté présent dans les matières premières, en tonnes métrique de CO_2 carbonaté par tonne métrique de matières premières;

- b) les émissions de CO_2 attribuables à l'oxydation du carbone organique présent dans les matières premières doivent être calculées selon l'équation 4-5 :

Équation 4-5

$$CO_{2,MP} = TCO_{MP} \times MP \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,MP}$ = Émissions de CO_2 résultant de l'oxydation des matières premières, en tonnes métriques;

TCO_{MP} = Teneur en carbone organique total présent dans les matières premières, mesuré en appliquant la méthode prévue au paragraphe 3° de QC.4.4, ou une teneur de 0,02, en tonnes métriques de carbone organique total par tonne métrique de matières premières;

MP = Quantité de matières premières, en tonnes métriques;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

2° les émissions de CO_2 , CH_4 et N_2O attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans les fours de calcination doivent être calculées selon les méthodes de calcul prévues à QC.1. Dans le cas où la consommation de biocombustibles purs, c'est-à-dire constitués d'une même substance pour au moins 97 % de leur poids, n'a lieu que durant les périodes de mise en marche, d'arrêt ou de mauvais fonctionnement des appareils ou des équipements, l'émetteur peut calculer les émissions de CO_2 selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.1.

QC.4.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui produit du ciment doit :

1° calculer mensuellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans le clinker et les matières premières non carbonatées conformément à la norme ASTM C114-10 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement »;

2° calculer les teneurs en CO₂ carbonaté présent dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination et dans les matières premières conformément à la norme ASTM C114-10;

3° prélever des échantillons pour chaque catégorie de matières premières entreposées en vrac et déterminer la teneur en carbone organique total présent dans les matières premières conformément à la norme ASTM C114-10;

4° calculer la quantité de clinker produit, la quantité de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination ainsi que la quantité de matières premières consommées en les pesant au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.5. ENTREPOSAGE DU CHARBON

QC.5.1. Sources visées

Les sources visées sont les activités concernant l'entreposage du charbon, soit toutes les activités de post-extraction, notamment la préparation, la manutention, la transformation, le transport et l'entreposage.

QC.5.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CH₄ en tonnes métriques;

2° les achats annuels de charbon en tonnes métriques;

3° concernant la provenance du charbon :

a) le nom du bassin houiller;

b) la province ou l'état d'origine;

c) le type de mine de charbon, soit une mine à ciel ouvert ou souterraine.

QC.5.3. Méthodes de calcul des émissions de CH₄

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul suivantes :

1° les émissions de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon doivent être calculées selon l'équation 5-1 :

Équation 5-1

$$CH_4 = \sum_i (AC_i \times FE_i) \times 0,6772 \times 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions fugitives annuelles attribuables à l'entreposage du charbon, pour chaque type de charbon *i*, en tonnes métriques;

i = Type de charbon;

AC_{*i*} = Achats annuels de charbon, pour chaque type de charbon *i*, en tonnes métriques;

FE_{*i*} = Facteur d'émission de CH₄ du charbon *i*, établi conformément au paragraphe 2°, en mètres cubes de CH₄ par tonne métrique de charbon pour chaque type de charbon;

0,6772 = Facteur de conversion des mètres cubes en kilogrammes de CH₄;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° le facteur d'émission de CH₄ (FE_{*i*}) doit être établi selon la source et le type de mine d'où provient le charbon conformément aux exigences suivantes :

- a) lorsque le charbon provient d'une source située aux États-Unis, le facteur d'émission doit être sélectionné au tableau 5-1 prévu à QC.5.5;
- b) lorsque le charbon provient d'une source située au Canada, le facteur d'émission doit être sélectionné au tableau 5-2 prévu à QC.5.5;
- c) lorsque le charbon provient d'une source située à l'extérieur du Canada et des États-Unis, l'émetteur doit sélectionner dans les tableaux 5-1 ou 5-2 un facteur d'émission correspondant au type de charbon utilisé.

QC.5.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui entrepose du charbon doit déterminer la quantité totale de charbon achetée en utilisant l'une des méthodes suivantes :

1° à l'aide des factures d'achat de charbon;

2° en pesant le charbon au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.5.5. Tableaux

Tableau 5-1. Facteurs d'émission de CH₄ pour les activités de post-extraction d'entreposage et de manutention du charbon provenant des États-Unis

(QC.5.3, 2°, a et c)

Sources du charbon		Facteurs d'émission de CH ₄ selon le type de mine de charbon (mètres cubes /tonne métrique)	
		Mine à ciel ouvert	Mine souterraine
États	Bassin Houiller		
Maryland, Ohio, Pennsylvanie, région nord de la Virginie-Occidentale	Région nord des Appalaches	0,6025	1,4048
Tennessee, région nord de la Virginie-Occidentale	Région centrale des Appalaches	0,2529	1,3892
Virginie	Région centrale des Appalaches	0,2529	4,0490
Région est du Kentucky	Région centrale des Appalaches	0,2529	0,6244
Alabama, Mississippi	Warrior	0,3122	2,7066
Illinois, Indiana, région ouest du Kentucky	Illinois	0,3465	0,6525
Arizona, Californie, Colorado, Nouveau-Mexique, Utah	Rocheuses (bassin de Piceance)	0,3372	1,9917
	Rocheuses (bassin de Uinta)	0,1623	1,0083
	Rocheuses (bassin de San Juan)	0,0749	1,0645
	Rocheuses (bassin de Green River)	0,3372	2,5068
	Rocheuses (bassin de Raton)	0,3372	1,2987
Montana, Dakota du Nord, Wyoming	Région nord des Grandes plaines	0,0562	0,1592
Arkansas, Iowa, Kansas, Louisiane, Missouri, Oklahoma, Texas	Région intérieure occidentale (bassins Forest City et Cherokee)	0,3465	0,6525
	Région intérieure occidentale (bassin d'Arkoma)	0,7555	3,3591
	Région intérieure occidentale (bassin de la côte du golfe du Mexique)	0,3372	1,2987
Alaska	Région du nord-ouest	0,0562	1,6233
Washington	Région du nord-ouest	0,0562	0,5900

Tableau 5-2. Facteurs d'émission de CH₄ pour les activités de post-extraction d'entreposage et de manutention du charbon au Canada

(QC.5.3, 2°, b et c)

Source du charbon		Facteurs d'émission de CH ₄ selon le type de mine de charbon (mètres cubes/ tonne métrique)	
Province	Bassin houiller	Mine à ciel ouvert	Mine souterraine
Colombie-Britannique	Comox	0,500	S. O.
	Crowness	0,169	S. O.
	Elk Valley	0,900	S. O.
	Peace River	0,361	S. O.
	Moyenne provinciale	0,521	S. O.
Alberta	Battle River	0,067	S. O.
	Cadomin-Luscar	0,709	S. O.
	Coalspur	0,314	S. O.
	Obed Mountain	0,238	S. O.
	Sheerness	0,048	S. O.
	Smokey River	0,125	0,067
	Wabamun	0,176	S. O.
	Moyenne provinciale	0,263	0,067
Saskatchewan	Estavan	0,055	S. O.
	Willow Bunch	0,053	S. O.
	Moyenne provinciale	0,054	S. O.
Nouveau-Brunswick	Moyenne provinciale	0,060	S. O.
Nouvelle-Écosse	Moyenne provinciale	S. O.	2,923

QC.6. PRODUCTION D'HYDROGÈNE

QC.6.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'hydrogène.

QC.6.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de production d'hydrogène, en tonnes métriques;

2° la consommation annuelle de matières premières par type de matières, y compris le coke de pétrole, soit :

- a) en millions de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des gaz;
 - b) en kilolitres dans le cas des liquides;
 - c) en tonnes métriques dans le cas des solides autres que la biomasse;
 - d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles solides issus de la biomasse;
- 3° la production annuelle d'hydrogène, en millions de mètres cubes aux conditions de référence;
- 4° la teneur en carbone de chaque matière première;
- 5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques.

Le paragraphe 4° du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.6.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.6.3.1 et QC.6.3.2.

QC.6.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.6.3.2. Calcul par bilan des matières premières

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène peuvent être calculées par un bilan des matières premières selon l'équation 6-1 :

Équation 6-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [(Q_j \times TC_j) - S_j] \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène, en tonnes métriques;

n =	Nombre de jours d'exploitation par année;
i =	Jour;
m =	Nombre total de matières premières;
j =	Type de matière première;
Q _j =	Quantité de matière première <i>j</i> consommée quotidiennement, en mètres cubes aux conditions de référence;
TC _j =	Teneur en carbone de la matière première <i>j</i> , en kilogrammes de carbone par mètre cube de matière première aux conditions de référence;
S _j =	Émissions quotidiennes de carbone attribuables à d'autres sources que celles liées à la production d'hydrogène, en kilogrammes de carbone.

Ce coefficient doit être utilisé uniquement pour les émissions de CO₂ ou de CH₄ calculées et déclarées conformément au présent règlement. Il peut inclure les composés carbonés des matières premières non converties, présentes dans les dégagements gazeux d'unités d'adsorption à modulation de pression et les produits issus d'usines d'hydrogène qui sont détournés vers des systèmes de gaz combustibles, transmis à des unités en aval ou détournés vers la torche, à condition que les émissions de CO₂ ou de CH₄ qui leur sont attribuables soient également calculées et déclarées conformément au règlement;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.6.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui utilise la méthode de calcul prévue à QC.6.3.2 doit :

- 1° mesurer quotidiennement la consommation de matières premières;
- 2° prélever et analyser des échantillons de chaque type de matière première consommée pour en mesurer la teneur en carbone en utilisant les méthodes prévues à QC.1.5.5, soit :
 - a) quotidiennement pour toutes les matières premières à l'exception du gaz naturel, en effectuant le prélèvement à un endroit permettant d'obtenir des échantillons représentatifs des matières premières consommées au cours du processus de production d'hydrogène;

- b) mensuellement lorsque le gaz naturel est utilisé comme matière première sans qu'il soit mélangé à une autre matière première avant la consommation;
- 3° mesurer quotidiennement la quantité d'hydrogène produite.

QC.7. PRODUCTION DE FER ET D'ACIER

QC.7.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de première fusion de fer et d'acier, les procédés de seconde fusion d'acier, les procédés de production de fer et les procédés de production de coke métallurgique.

QC.7.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° pour tous les types d'installation :
- a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ calculées pour chaque installation, en tonnes métriques;
 - b) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 2° dans le cas de la production de coke métallurgique :
- a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;
 - b) la consommation annuelle de charbon à coke utilisé pour la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;
 - c) la consommation annuelle d'autres matières premières que le charbon à coke utilisées pour la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;
 - d) la consommation annuelle de gaz des hauts fourneaux utilisés pour la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;
 - e) la production annuelle de coke métallurgique, en tonnes métriques;
 - f) la quantité de gaz de cokerie transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;

- g)* les quantités d'autres sous-produits de fours à coke, tels que le goudron minéral, l'huile légère ou la poussière de coke, transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;
 - h)* la teneur en carbone des matières nécessaires à la production de coke métallurgique visées aux sous-paragraphes *b* à *g* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;
- 3° dans le cas de la fabrication de fer et d'acier :
- a)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production de fer et d'acier, en tonnes métriques;
 - b)* la consommation annuelle de coke utilisé pour la production de fer et d'acier, à l'exclusion de l'aggloméré, en tonnes métriques;
 - c)* la consommation annuelle d'autres sous-produits des fours à coke de l'installation, tels que le goudron minéral, l'huile légère ou la poussière de coke, utilisés dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
 - d)* la quantité annuelle de charbon introduit dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
 - e)* la quantité annuelle de calcaire introduit dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
 - f)* la quantité annuelle de dolomite introduite dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
 - g)* la consommation annuelle d'électrodes de carbone des fours électriques à arc, en tonnes métriques;
 - h)* la quantité annuelle de fer obtenu par réduction directe introduit dans les fours électriques à arc ou dans les convertisseurs basiques à oxygène, en tonnes métriques;
 - i)* la consommation annuelle de matières, autres que celles expressément mentionnées dans le présent paragraphe, nécessaires à la production de fer et d'acier, en tonnes métriques;
 - j)* la consommation annuelle de gaz de cokerie des hauts fourneaux, en tonnes métriques;
 - k)* la production annuelle d'acier en tonnes métriques;
 - l)* la quantité de fer produit annuellement et non transformé en acier, en tonnes métriques;
 - m)* la quantité de gaz des hauts fourneaux transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;

- n*) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production du fer ou de l'acier visées aux sous-paragraphes *b* à *m* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;
- 4^o dans le cas de la production d'aggloméré :
- a*) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production d'aggloméré, en tonnes métriques;
- b*) la quantité annuelle de poussière de coke entrant dans la production d'aggloméré, en tonnes métriques;
- c*) la consommation annuelle de gaz de cokerie des hauts fourneaux utilisés pour la production d'aggloméré, en tonnes métriques;
- d*) la consommation annuelle de gaz autres que ceux visés au sous-paragraphe *c* utilisés pour la production d'aggloméré, en tonnes métriques;
- e*) la consommation annuelle de matières, autres que celles expressément mentionnées dans le présent paragraphe, nécessaires à la production d'aggloméré, en tonnes métriques;
- f*) la quantité de gaz d'échappement attribuables à la production d'aggloméré transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;
- g*) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production d'aggloméré visées aux sous-paragraphes *b* à *f* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;
- 5^o dans le cas de la production de fer selon le procédé de réduction directe :
- a*) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production de fer par réduction directe, en tonnes métriques;
- b*) l'énergie générée annuellement par le gaz naturel nécessaire à la production de fer par réduction directe, en gigajoules;
- c*) l'énergie générée annuellement par la poussière de coke nécessaire à la production de fer par réduction directe, en gigajoules;
- d*) l'énergie générée annuellement par le coke métallurgique nécessaire à la production de fer par réduction directe, en gigajoules;
- e*) la production annuelle de fer par réduction directe, en tonnes métriques;
- f*) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production de fer par réduction directe visées aux sous-paragraphes *b* à *d*, en tonnes métriques de carbone par gigajoule;
- g*) la teneur en carbone de la production de fer par réduction directe visée au sous-paragraphe *e*, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière.

Le sous-paragraphe *h* du paragraphe 2°, le sous-paragraphe *n* du paragraphe 3°, le sous-paragraphe *g* du paragraphe 4° et les sous-paragraphe *f* et *g* du paragraphe 5° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.7.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ et de CH₄

L'émetteur doit calculer les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer et aux procédés de production de coke métallurgique conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.7.3.1 et QC.7.3.2.

QC.7.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer et aux procédés de production de coke métallurgique peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.7.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer et aux procédés de production de coke métallurgique doivent être calculées selon les méthodes prévues aux paragraphes 1° à 5° selon le procédé utilisé et le type de production, soit :

1° dans le cas des procédés de première fusion de fer et d'acier, des procédés de seconde fusion d'acier, des procédés de production de fer et des procédés de production de coke métallurgique, selon l'équation 7-1 :

Équation 7-1

$$CO_2 = CO_{2,COKE} + CO_{2,FER,ACIER} + CO_{2,AGGL} + CO_{2,FRD}$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer ou aux procédés de production de coke métallurgique, en tonnes métriques;

CO_{2,COKE} = Émissions annuelles attribuables à la production de coke métallurgique, calculées conformément à l'équation 7-2, en tonnes métriques;

$CO_{2, FER, ACIER}$ = Émissions annuelles attribuables à la production de fer et d'acier, calculées conformément à l'équation 7-3, en tonnes métriques;

$CO_{2, AGGL}$ = Émissions annuelles attribuables à la production d'aggloméré, calculées conformément à l'équation 7-4, en tonnes métriques;

$CO_{2, FRD}$ = Émissions annuelles attribuables à la production de fer par réduction directe, en tonnes métriques;

2^o dans le cas de la production de coke, selon l'équation 7-2 :

Équation 7-2

$$CO_{2, COKE} = \left[(CC \times TC_{CC}) + \sum_{i=1}^n (MF_i \times TC_{MF_i}) + (GC \times TC_{GC}) + (PC \times TC_{PC}) + (GHF \times TC_{GHF}) - \sum_{j=1}^m (SFC_j \times TC_{SFC_j}) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2, COKE}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;

CC = Consommation annuelle de charbon à coke, en tonnes métriques;

TC_{CC} = Teneur en carbone du charbon à coke nécessaire à la production de coke métallurgique ou des matières dérivées de celui-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de charbon à coke;

n = Nombre de matières premières;

i = Type de matière première, autre que le charbon à coke, nécessaire à la production de coke métallurgique, telle que le gaz naturel ou le mazout;

MF_i = Consommation annuelle de matière première i , autre que le charbon à coke, nécessaire à la production de coke métallurgique, telle que le gaz naturel ou le mazout, en tonnes métriques;

TC_{MF_i} = Teneur en carbone de la matière première i , autre que le charbon à coke, nécessaire à la production de coke métallurgique, telle que le gaz naturel ou le mazout, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première i ;

GC = Quantité de gaz de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;

TC_{GC} = Teneur en carbone des gaz de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz de cokerie;

- PC = Production annuelle de coke métallurgique, en tonnes métriques;
- TC_{PC} = Teneur en carbone du coke métallurgique produit, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke métallurgique;
- GHF = Consommation annuelle de gaz des hauts fourneaux, en tonnes métriques;
- TC_{GHF} = Teneur en carbone des gaz de hauts fourneaux, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz de hauts fourneaux;
- SFC_j = Quantité de sous-produits j des fours de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;
- TC_{SFC_j} = Teneur en carbone du sous-produit j des fours de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produit j ;
- m = Nombre de sous-produits des fours de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année;
- j = Type de sous-produit;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

3° dans le cas de la production de fer et d'acier, selon l'équation 7-3 :

Équation 7-3

$$CO_{2, FER, ACIER} = \left[(CC \times TC_{CC}) + \sum_{i=1}^n (SFC_i \times TC_{SFC_i}) + (CH \times TC_{CH}) + (CA \times TC_{CA}) + (DO \times TC_{DO}) + (EC \times TC_{EC}) + (FRD \times TC_{FRD}) \right. \\ \left. + \sum_{j=1}^m (O_j \times TC_{O_j}) + (GC \times TC_{GC}) - (AC \times TC_{AC}) - (FP \times TC_{FP}) - (GHF \times TC_{GHF}) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2, FER, ACIER}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de fer et d'acier, en tonnes métriques;

CC = Consommation annuelle de coke métallurgique, excluant l'aggloméré, en tonnes métriques;

TC_{CC} = Teneur en carbone du coke métallurgique, excluant l'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke métallurgique;

n = Nombre de sous-produits des fours de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux;

- i = Type de sous-produit;
- SFC_i = Consommation annuelle de sous-produits i des fours de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
- TC_{SFC_i} = Teneur en carbone du sous-produit i des fours de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produit i ;
- CH = Quantité annuelle de charbon introduit dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
- TC_{CH} = Teneur en carbone du charbon introduit dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de charbon;
- CA = Consommation annuelle de calcaire en tonnes métriques;
- TC_{CA} = Teneur en carbone du calcaire, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de calcaire;
- DO = Consommation annuelle de dolomite en tonnes métriques;
- TC_{DO} = Teneur en carbone de la dolomite, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de dolomite;
- EC = Consommation annuelle d'électrodes de carbone des fours électriques à arc, en tonnes métriques;
- TC_{EC} = Teneur en carbone des électrodes de carbone des fours électriques à arc, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'électrodes de carbone;
- FRD = Quantité annuelle de fer obtenu par réduction directe introduit dans les fours électriques à arc ou dans les convertisseurs basiques à oxygène, en tonnes métriques;
- TC_{FRD} = Teneur en carbone du fer obtenu par réduction directe introduit dans les fours électriques à arc ou dans les convertisseurs basiques à oxygène, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fer obtenu par réduction directe;
- m = Nombre de matières premières, autres que celles expressément mentionnées dans l'équation, nécessaires à la production, telle que l'aggloméré ou les matières plastiques usagées;
- j = Type de matière première;

- O_j = Quantité annuelle de matière première j , autre que celles expressément mentionnées dans l'équation, nécessaire à la production, telle que l'aggloméré ou les matières plastiques usagées, en tonnes métriques;
- TC_{O_j} = Teneur en carbone de la matière première j , autre que celles expressément mentionnées dans l'équation, nécessaire à la production, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première j ;
- GC = Consommation annuelle de gaz de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
- TC_{GC} = Teneur en carbone des gaz de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz de cokerie;
- AC = Production annuelle d'acier en tonnes métriques;
- TC_{AC} = Teneur en carbone de l'acier produit, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier;
- FP = Quantité annuelle de fer produit non transformé en acier, en tonnes métriques;
- TC_{FP} = Teneur en carbone du fer produit non transformé en acier, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fer;
- GHF = Quantité de gaz des hauts fourneaux transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;
- TC_{GHF} = Teneur en carbone des gaz de hauts fourneaux transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz des hauts fourneaux;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

4° dans le cas de la production d'aggloméré, selon l'équation 7-4 :

Équation 7-4

$$CO_2 \text{ AGGL} = \left[(PC \times TC_{PC}) + (GHF \times TC_{GHF}) + (GC \times TC_{GC}) + \sum_{i=1}^n (MP_i \times TC_{MP_i}) - (GA \times TC_{GA}) \right] \times 3,664$$

Où :

CO_2_{AGGL} = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'aggloméré, en tonnes métriques;

PC = Quantité annuelle de poussière de coke nécessaire à la production d'aggloméré, en tonnes métriques;

TC_{PC} = Teneur en carbone de la poussière de coke nécessaire à la production d'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de poussière de coke;

GHF = Consommation annuelle de gaz de hauts fourneaux pour la production d'aggloméré, en tonnes métriques;

TC_{GHF} = Teneur en carbone des gaz de hauts fourneaux pour la production d'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz de hauts fourneaux;

GC = Consommation annuelle de gaz de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux pour la production d'aggloméré, en tonnes métriques;

TC_{GC} = Teneur en carbone des gaz de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux pour la production d'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz de cokerie;

n = Nombre de matières premières autres que celles expressément mentionnées dans l'équation;

i = Type de matière première, autre que celles expressément mentionnées dans l'équation, nécessaire à la production d'aggloméré, telle que le gaz naturel ou le mazout;

MP_i = Consommation annuelle de matière première i , autre que celles expressément mentionnées dans l'équation, nécessaire à la production d'aggloméré, telle que le gaz naturel ou le mazout, en tonnes métriques;

TC_{MP_i} = Teneur en carbone de la matière première i , autre que celles expressément mentionnées dans l'équation, nécessaire à la production d'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première i ;

GA = Quantité de gaz d'échappement attribuables à la production d'aggloméré transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;

TC_{GA} = Teneur en carbone des gaz d'échappement attribuables à la production d'aggloméré transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz d'échappement;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

5° dans le cas de la production de fer par réduction directe, selon l'équation 7-5 :

Équation 7-5

$$CO_{2\text{FRD}} = [(FRD_{GN} \times TC_{GN}) + (FRD_{PC} \times TC_{PC}) + (FRD_{CK} \times TC_{CK}) - (FRD \times TC_{FRD})] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2\text{FRD}}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de fer par réduction directe, en tonnes métriques;

FRD_{GN} = Énergie générée annuellement par le gaz naturel nécessaire à la production de fer par réduction directe, en gigajoules;

TC_{GN} = Teneur en carbone du gaz naturel, en tonnes métriques de carbone par gigajoule;

FRD_{PC} = Énergie générée annuellement par la poussière de coke nécessaire à la production de fer par réduction directe, en gigajoules;

TC_{PC} = Teneur en carbone de la poussière de coke, en tonnes métriques de carbone par gigajoule;

FRD_{CK} = Énergie générée annuellement par le coke métallurgique nécessaire à la production de fer par réduction directe, en gigajoules;

TC_{CK} = Teneur en carbone du coke métallurgique nécessaire à la production de fer par réduction directe, en tonnes métriques de carbone par gigajoule;

FRD = Production annuelle de fer par réduction directe, en tonnes métriques;

TC_{FRD} = Teneur en carbone du fer produit par réduction directe, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fer produit par réduction directe;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.7.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.7.4.1. Teneur en carbone

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui produit de l'acier ou des métaux ferreux doit mesurer la teneur en carbone :

1° dans le cas des combustible fossiles, conformément à QC.1.5.5;

2° dans le cas des sous-produits nécessaires à la production de fer et d'acier, tels que les gaz de hauts fourneaux, les gaz de cokerie, le goudron minéral, l'huile légère, la poussière de coke et les gaz d'échappement d'aggloméré, selon la méthode appropriée au sous-produit;

3° dans le cas du calcaire et de la dolomite nécessaires à la production de fer et d'acier, conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime »;

4° dans le cas des électrodes de carbone utilisées dans les fours électriques à arc, à l'aide des données indiquées par le fournisseur des électrodes de carbone;

5° dans le cas des produits finis issus de tous les procédés de production de fer et d'acier, tels que l'acier, le fer non transformé en acier et le fer par réduction directe, conformément à la norme ASTM E1019-08 intitulée « Standard Test Methods for Determination of Carbon, Sulfur, Nitrogen, and Oxygen in Steel, Iron, Nickel, and Cobalt Alloys by Various Combustion and Fusion Techniques » ou la norme ASTM E351-93 (2006) intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Cast Iron-All Types ».

QC.7.4.2. Consommation de matières

L'émetteur doit déterminer les quantités de matières solides, liquides et gazeuses et les quantités de sous-produits utilisés pour la production de fer ou d'acier ou issus de cette production à l'aide du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.8. PRODUCTION DE CHAUX

QC.8.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production de la chaux vive.

QC.8.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de production de la chaux vive, en tonnes métriques;

3° pour chaque type de chaux produite :

- a) les facteurs d'émission mensuels de CO₂, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de chaux;
- b) les productions mensuelles en tonnes métriques;
- c) les teneurs mensuelles d'oxyde de calcium dans la chaux, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de chaux;
- d) les teneurs mensuelles d'oxyde de magnésium dans la chaux, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de chaux;

4° pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus :

- a) les facteurs d'émission trimestriels, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de sous-produits calcinés ou de résidus;
- b) les productions trimestrielles des sous-produits calcinés et des résidus générés, en tonnes métriques;
- c) les teneurs trimestrielles d'oxyde de calcium dans les sous-produits calcinés et les résidus, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;
- d) les teneurs trimestrielles d'oxyde de magnésium dans les sous-produits calcinés et les résidus, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans tous les fours calculées conformément au paragraphe 2° de QC.8.3.2, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation de tous les équipements fixes de combustion, à l'exception des fours de calcination, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

Les paragraphes 2°, 3°, 4° et 5° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule les émissions des fours à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions. Il doit cependant déclarer la quantité de chaque combustible utilisé pour chaque four.

QC.8.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation des fours

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation des fours doivent être calculées conformément à l'une des deux méthodes de calcul prévues à QC.8.3.1 et QC.8.3.2.

QC.8.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.8.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ doivent être calculées selon les méthodes suivantes :

1^o les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation des fours doivent être calculées, pour chaque type de chaux vive, selon l'équation 8-1 :

Équation 8-1

$$CO_2 = \sum_i^{12} \sum_j^y [CV_{ij} \times FE_{CV_{ij}}] + \sum_k^4 \sum_l^z [SPC_{kl} \times FE_{SPC_{kl}}]$$

Où :

CO₂ = Émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation des fours, en tonnes métriques;

i = Mois;

y = Nombre total de types de chaux;

j = Type de chaux;

CV_{ij} = Production de chaux vive *j* pour le mois *i*, en tonnes métriques;

FE_{CV_{ij}} = Facteur d'émission de CO₂ de la chaux vive *j* pour le mois *i*, calculé conformément à l'équation 8-2, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de chaux vive;

k = Trimestre;

z = Nombre total de types de sous-produits calcinés et de résidus;

l = Type de sous-produits calcinés et de résidus;

SPC_{kl} = Production de sous-produits calcinés et de résidus l générés pour le trimestre k , incluant la poussière des fours à chaux, les boues de lavage et les autres résidus calcinés, en tonnes métriques;

FE_{SPCkl} = Facteur d'émission de CO_2 des sous-produits calcinés et des résidus l pour le trimestre k , calculé conformément à l'équation 8-3, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

- a) le facteur d'émission de CO_2 mensuel de la chaux vive (FE_{CV}) doit être calculé, pour chaque type de chaux vive, selon l'équation 8-2 :

Équation 8-2

$$FE_{CV} = (CaO_{CV} \times 0,785) + (MgO_{CV} \times 1,092)$$

Où :

FE_{CV} = Facteur d'émission de CO_2 mensuel de la chaux vive, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de chaux vive;

CaO_{CV} = Teneur mensuelle d'oxyde de calcium dans la chaux vive, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de chaux vive;

0,785 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de calcium;

MgO_{CV} = Teneur mensuelle d'oxyde de magnésium dans la chaux vive, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de chaux vive;

1,092 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de magnésium;

- b) le facteur d'émission de CO_2 trimestriel des sous-produits calcinés et des résidus (FE_{SPC}) doit être calculé, pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus, selon l'équation 8-3 :

Équation 8-3

$$FE_{SPC} = (CaO_{SPC} \times 0,785) + (MgO_{SPC} \times 1,092)$$

Où :

FE_{SPC} = Facteur d'émission de CO_2 trimestriel des sous-produits calcinés et des résidus, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

CaO_{SPC} = Teneur trimestrielle d'oxyde de calcium dans les sous-produits calcinés et les résidus, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

0,785 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de calcium;

MgO_{SPC} = Teneur trimestrielle d'oxyde de magnésium dans les sous-produits calcinés et les résidus, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

1,092 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de magnésium;

2° les émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans les fours doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.1. Dans le cas où la consommation de biocombustibles purs, c'est-à-dire constitués d'une même substance pour au moins 97 % de leur poids, n'a lieu que durant les périodes de mise en marche, d'arrêt ou de mauvais fonctionnement des appareils ou des équipements, l'émetteur peut calculer les émissions de CO_2 selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.1.

QC.8.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui produit de la chaux doit :

1° prélever au moins un échantillon mensuellement pour chaque type de chaux produite dans le mois et déterminer les teneurs mensuelles d'oxyde de calcium et d'oxyde de magnésium présentes dans chaque type de chaux conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime », la norme ASTM C1301-95 (2009) e1 intitulée « Standard Test Method for Major and Trace Elements in Limestone and Lime by Inductively Coupled Plasma-Atomic Emission Spectroscopy (ICP) and Atomic Absorption (AA) » ou la norme ASTM C1271-99 (2006) intitulée « Standard Test Method for X-ray Spectrometric Analysis of Lime and Limestone »;

2° prélever au moins un échantillon trimestriellement pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus générés dans le trimestre et déterminer les teneurs trimestrielles d'oxyde de calcium et d'oxyde de magnésium présentes dans chaque type de sous-produits calcinés et de résidus conformément aux normes prévues au paragraphe 1°;

3° effectuer mensuellement une estimation de la quantité de chaux produite et vendue en employant les données de vente pour chaque type de chaux, cette quantité devant être ajustée pour tenir compte de la différence entre les stocks au début et à la fin d'une période maximale d'un an pour chaque type de chaux;

4° effectuer trimestriellement une estimation de la quantité de sous-produits calcinés et de résidus vendus en employant les données de vente pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus, cette quantité devant être ajustée pour tenir compte de la différence entre les stocks au début et à la fin d'une période maximale d'un an pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus;

5° déterminer au moins trimestriellement la quantité de sous-produits calcinés et de résidus non vendus pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus, en employant les données de vente ou en calculant le taux de production des sous-produits calcinés et des résidus par rapport à la production de chaux.

QC.9. RAFFINERIE DE PÉTROLE**QC.9.1. Sources visées**

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'essence, d'hydrocarbures aromatiques, de kérosène, de mazout de chauffage, de mazout lourd, de lubrifiants, d'asphalte ou d'autres produits obtenus par distillation du pétrole ou par re-distillation, craquage, réarrangement ou reformage de dérivés de pétrole non finis.

QC.9.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de gaz de raffinerie, de flexigaz ou de gaz associés, calculées conformément à QC.2, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées conformément à QC.9.3.1, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des événements des équipements de procédé, calculées conformément à QC.9.3.2, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux, calculées conformément à QC.9.3.3, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de CO₂ issues des unités de récupération de dioxyde de soufre, calculées conformément à QC.9.3.4, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion autres que les torches et les équipements antipollution, calculées conformément à QC.1.3 et QC.1.4, en tonnes métriques;

7° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des torches et autres équipements antipollution, calculées conformément à QC.9.3.5, en tonnes métriques;

8° les émissions annuelles de CH₄ issues des réservoirs hors sol, calculées conformément à QC.9.3.6, en tonnes métriques;

9° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées, calculées conformément à QC.9.3.7, en tonnes métriques;

10° les émissions annuelles de CH₄ issues des séparateurs huile-eau, calculées conformément à QC.9.3.8, en tonnes métriques;

11° les émissions annuelles de CH₄ provenant des émissions fugitives des composantes d'équipements, calculées conformément à QC.9.3.9, en tonnes métriques;

12° la consommation annuelle de chaque type de matière première qui émet du CO₂, du CH₄ ou du N₂O, incluant le coke de pétrole, soit :

- a) en millions de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des gaz;
- b) en kilolitres dans le cas des liquides;
- c) en tonnes métriques dans le cas des solides autres que la biomasse;
- d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles solides issus de la biomasse;

13° la consommation annuelle de chaque type de combustible qui émet du CO₂, du CH₄ ou du N₂O, soit :

- a) en millions de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des gaz;
- b) en kilolitres dans le cas des liquides;
- c) en tonnes métriques dans le cas des solides autres que la biomasse;
- d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles solides issus de la biomasse.

QC.9.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'exploitation d'une raffinerie de pétrole doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.9.3.1 à QC.9.3.9.

QC.9.3.1. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs d'une installation munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions doivent être calculées conformément à QC.1.3.4 ou, en l'absence de tel système, conformément aux méthodes suivantes selon le type de procédé :

1° dans le cas des procédés de régénération continue d'un catalyseur d'unités de craquage catalytique à lit fluidisé et d'unités de cokéfaction fluide, selon les équations 9-1, 9-2 et 9-3 :

Équation 9-1

$$CO_2 = \sum_{j=1}^n CB_j \times TC \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux procédés de régénération continue d'un catalyseur d'unités de craquage catalytique à lit fluidisé et d'unités de cokéfaction fluide, en tonnes métriques;

n = Nombre de jours d'exploitation au cours de l'année;

j = Jour;

CB_j = Consommation moyenne de coke brûlé durant le jour i , calculé conformément à l'équation 9-2, en kilogrammes;

TC = Teneur en carbone du coke brûlé, en kilogrammes de carbone par kilogramme de coke brûlé;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 9-2

$$CB_j = \frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n [K_1 Q_r \times (\%CO_2 + \%CO) + K_2 Q_a - K_3 Q_r \times [\%CO / 2 + \%CO_2 + \%O_2] + K_3 Q_{oxy} \times (\%O_2 Q_{oxy})]_i \right]$$

Où :

CB_j = Consommation quotidienne moyenne de coke brûlé, en kilogrammes;

n = Nombre d'heures d'exploitation par jour;

i = Heure;

K_1, K_2, K_3 = Bilan de matière et facteurs de conversion (K_1, K_2 , et K_3) indiqués au tableau 9-1 prévu à QC.9.5;

Q_r = Débit volumétrique de gaz d'échappement avant l'entrée dans le système antipollution, calculé conformément à l'équation 9-3, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

- % CO₂ = Concentration en CO₂ de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de CO₂ par mètre cube de gaz d'échappement sur une base sèche, exprimée en pourcentage;
- % CO = Concentration en monoxyde de carbone de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de monoxyde de carbone par mètre cube de gaz d'échappement sur une base sèche, exprimée en pourcentage;
- Q_a = Débit volumétrique d'air au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;
- % O₂ = Concentration en oxygène de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes d'oxygène par mètre cube de gaz d'échappement sur une base sèche, exprimée en pourcentage;
- Q_{oxy} = Débit volumétrique d'oxygène au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;
- % O_{2Qoxy} = Concentration en oxygène au point d'alimentation d'air enrichi en oxygène du régénérateur, en pourcentage par volume sur une base sèche;

Équation 9-3

$$Q_r = \frac{[79 \times Q_a + (100 - \% O_{2Qoxy}) \times Q_{oxy}]}{[100 - \% CO_2 - \% CO - \% O_2]}$$

Où :

- Q_r = Débit volumétrique de gaz d'échappement du régénérateur avant l'entrée dans le système antipollution, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;
- 79 = Proportion d'azote dans l'air, exprimée en pourcentage;
- Q_a = Débit volumétrique d'air au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;
- % O_{2Qoxy} = Concentration en oxygène au point d'alimentation d'air enrichi en oxygène, en mètres cubes d'oxygène par mètre cube de gaz d'alimentation sur une base sèche, exprimée en pourcentage;
- Q_{oxy} = Débit volumétrique d'oxygène au point d'alimentation d'air enrichi en oxygène, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;
- % CO₂ = Concentration en CO₂ de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de CO₂ par mètre cube de gaz d'échappement sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

% CO = Concentration en monoxyde de carbone de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de monoxyde de carbone par mètre cube de gaz d'échappement sur une base sèche, exprimée en pourcentage.

Dans le cas où aucun combustible d'appoint n'est brûlé et que l'émetteur n'utilise pas un système de mesure et d'enregistrement en continu de la concentration en monoxyde de carbone, le pourcentage est de zéro;

% O₂ = Concentration en oxygène de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes d'oxygène par mètre cube de gaz d'échappement sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

2° dans le cas des procédés de régénération périodique de catalyseurs, selon l'équation 9-4 :

Équation 9-4

$$\text{Où : } CO_2 = \sum_{i=1}^n CR \times (TC_{\text{usés}} - TC_{\text{régén}})_i \times 3,664 \times 0,001$$

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de régénération périodique de catalyseurs, en tonnes métriques;

n = Nombre de cycles de régénération au cours de l'année;

i = Cycle de régénération;

CR = Quantité de catalyseurs régénérés, en kilogrammes par cycle de régénération;

TC_{usés} = Teneur en carbone des catalyseurs usés, en kilogrammes de carbone par kilogramme de catalyseur usé;

TC_{régén} = Teneur en carbone des catalyseurs régénérés, en kilogrammes de carbone par kilogramme de catalyseur régénéré.

Dans le cas où aucune teneur en carbone du catalyseur régénéré n'est détectée, la teneur en carbone de ce catalyseur est de zéro;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° dans le cas des procédés de régénération continue de catalyseurs utilisés pour d'autres opérations que le craquage catalytique sur lit fluidisé et la cokéfaction fluide, selon l'équation 9-5 :

Équation 9-5

$$CO_2 = TRC \times (TC_{usés} - TC_{régén}) \times H \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux procédés de régénération continue de catalyseurs utilisés pour d'autres opérations que le craquage catalytique sur lit fluidisé et la cokéfaction fluide, en tonnes métriques;

TRC = Taux moyen de régénération de catalyseurs, en tonnes métriques par heure;

$TC_{usés}$ = Teneur en carbone des catalyseurs usés, en kilogrammes de carbone par kilogramme de catalyseur usé;

$TC_{régén}$ = Teneur en carbone des catalyseurs régénérés, en kilogrammes de carbone par kilogramme de catalyseur régénéré.

Dans le cas où aucune teneur en carbone du catalyseur régénéré n'est détectée, la teneur en carbone de ce catalyseur est de zéro;

H = Nombre d'heures d'opération du régénérateur au cours de l'année;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.9.3.2. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O issues des événements des équipements de procédé

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O issues des événements des équipements de procédé, autres que les émissions inhérentes au procédé, doivent être calculées selon l'équation 9-6 :

Équation 9-6

$$E_x = \sum_{i=1}^n DE_i \times F_{xi} \times \frac{MM_x}{CVM} \times VT_i \times 0,001$$

Où :

E_x = Émissions annuelles de x , où $x = CO_2$, CH_4 ou N_2O , issues des événements des équipements de procédé, en tonnes métriques;

n = Nombre de périodes de ventilation effectuées au cours de l'année;

- i = Ventilation;
- DE_i = Débit de l'évent pour la ventilation i , en mètres cubes aux conditions de référence par unité de temps;
- F_{xi} = Fraction molaire de x dans le courant gazeux de l'évent au cours de la ventilation i , en kilomoles de x par kilomole de gaz;
- MM_x = Masse moléculaire de x en kilogrammes par kilomole;
- CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole, aux conditions de référence;
- VT_i = Durée de la ventilation i , en utilisant les mêmes unités de temps que pour DE_i ;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogramme en tonnes métriques.

QC.9.3.3. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux doivent être calculées selon les équations 9-7 et 9-8 :

Équation 9-7

$$CO_2 = Q_A \times FE \times \frac{MM_{CH_4}}{CVM} \times ED \times 2,743 \times 0,001$$

Où :

- CO_2 = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux, en tonnes métriques;
- Q_A = Quantité de produits bitumineux soufflés au cours de l'année, en milliers de barils;
- FE = Facteur d'émission de 72,35 m³ de CH₄ par millier de barils aux conditions de référence;
- MM_{CH_4} = Masse moléculaire du CH₄ de 16,04 kg par kilomole;
- CVM = Facteur de conversion du volume molaire de 24,06 m³ par kilomole, aux conditions de référence;

ED = Efficacité de destruction de la mesure antipollution de 98 %, exprimée sous la forme décimale, soit 0,98;

2,743 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au CH₄;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 9-8

$$CH_4 = Q_A \times FE \times \frac{MM_{CH_4}}{CVM} \times (1 - ED) \times 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux, en tonnes métriques;

Q_A = Quantité de produits bitumineux soufflés au cours de l'année, en milliers de barils;

FE = Facteur d'émission de 72,35 m³ de CH₄ par millier de barils aux conditions de référence;

MM_{CH₄} = Masse moléculaire du CH₄ de 16,04 kg par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

ED = Efficacité de destruction de la mesure antipollution de 98 %, exprimée sous la forme décimale, soit 0,98;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.4. Calcul des émissions de CO₂ issues des unités de récupération de dioxyde de soufre

Les émissions annuelles de CO₂ issues des unités de récupération de dioxyde de soufre doivent être calculées selon l'équation 9-9 :

Équation 9-9

$$CO_2 = DV \times \frac{MM_{CO_2}}{CVM} \times FM \times 0,001$$

Où :

$CO_2 =$ Émissions annuelles de CO_2 issues des unités de récupération de dioxyde de soufre, en tonnes métriques;

$DV =$ Débit volumétrique annuel des gaz vers les unités de récupération de dioxyde de soufre, en mètres cubes aux conditions de référence;

$MM_{CO_2} =$ Masse moléculaire du CO_2 de 44 kg par kilomole;

$CVM =$ Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

$FM =$ Fraction moléculaire de CO_2 dans le sulfure d'hydrogène obtenue par un échantillonnage à la source et une analyse effectués annuellement, en pourcentage exprimé sous la forme décimale, ou facteur de 20 %, soit 0,20;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.5. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.1.

Les émissions de CO_2 attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches doivent être calculées selon le type d'équipement utilisé conformément aux méthodes suivantes :

1° dans le cas d'une torche munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit et des paramètres permettant de déterminer le pouvoir calorifique supérieur du gaz, selon l'équation 9-10 :

Équation 9-10

$$CO_2 = VG_n \times PCS \times FEm \times 0,001$$

Où :

$CO_2 =$ Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, en tonnes métriques;

$VG_n =$ Volume annuel du gaz à la torche n , en mètres cubes aux conditions de référence;

PCS = Pouvoir calorifique supérieur pour les gaz de torche n , en gigajoules par mètre cube;

FEm = Facteur d'émission de CO₂ de 57,6 kg par gigajoule;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° dans le cas d'une torche munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit et des paramètres permettant de déterminer la teneur en carbone, selon l'équation 9-11 :

Équation 9-11

$$CO_2 = VG_n \times TC_n \times \frac{MM_n}{CVM} \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, en tonnes métriques;

VG_n = Volume annuel du gaz à la torche n , en mètres cubes aux conditions de référence;

TC_n = Teneur en carbone du gaz à la torche n , en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;

MM_n = Masse moléculaire du gaz à la torche n , en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° dans le cas d'une torche qui n'est pas munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des paramètres permettant de déterminer le pouvoir calorifique supérieur du gaz ou la teneur en carbone, selon l'équation 9-12 :

Équation 9-12

$$CO_2 = ASR \times FE_{HAM} \times FC_{HAM} \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, en tonnes métriques;

- ASR = Apport annuel de gaz de raffinerie en mètres cubes;
- FE_{HAM} = Facteur d'émission des hydrocarbures autre que le CH_4 , soit 0,002 kg par mètre cube aux conditions de référence;
- FC_{HAM} = Facteur de conversion des hydrocarbures autres que le CH_4 en carbone, soit 0,6;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

4° dans le cas de l'utilisation d'équipements autres que les torches pour brûler les gaz à bas pouvoir calorifique, selon l'équation 9-13 :

Équation 9-13

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \left[VG_i \times TC_i \times \frac{MM_i}{CVM} \right] \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

- CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion d'hydrocarbures par un équipement autre qu'une torche, en tonnes métriques;
- n = Nombre de gaz à bas pouvoir calorifique;
- i = Type de gaz;
- VG_i = Volume du gaz i éliminé annuellement, en mètres cubes aux conditions de référence;
- TC_i = Teneur en carbone annuelle moyenne du gaz i , mesurée à l'aide des données trimestrielles obtenues conformément à QC.1.5.5, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;
- MM_i = Masse moléculaire annuelle moyenne du gaz i , en kilogrammes par kilomole;
- CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.6. Calcul des émissions de CH₄ issues des réservoirs hors sol

Les émissions annuelles de CH₄ issues des réservoirs hors sol contenant du pétrole brut, du bitume, du naphta ou des huiles distillées et qui ne sont pas munis de systèmes de récupération de la phase gazeuse, doivent être calculées au moyen de la version 4.09 D du modèle « TANKS » publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA). Aux fins de ce calcul, l'émetteur doit :

- 1° dans le cas du pétrole brut, du pétrole et des huiles distillées, utiliser les données suivantes fournies par le modèle : RVP 5 pour le pétrole brut, No. 2 pour le mazout de chauffage et JP4 pour le carburant genre naphta;
- 2° dans le cas du bitume, utiliser les données du tableau 9-2 prévu à QC.9.5;
- 3° répartir également sur les douze mois de l'année les volumes annuels transvidés de chaque réservoir et utiliser l'option « Single – component liquid »;
- 4° convertir en émissions de CH₄ les valeurs totales des émissions de composés organiques volatils (COV) générés par le modèle à l'aide de l'un des éléments suivants :
 - a) un facteur de conversion des COV en CH₄ de 0,6 ;
 - b) des facteurs de conversion spécifiques à l'analyse de la phase gazeuse du plafond mesuré à chaque réservoir.

QC.9.3.7. Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées

Les émissions annuelles attribuables au traitement des eaux usées doivent être calculées :

- 1° dans le cas des émissions de CH₄, selon l'équation 9-14 :

Équation 9-14

$$CH_4 = [(Q \times DCO_{q_{moy}}) - BOU] \times CG \times FCM \times 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées, en tonnes métriques;

Q = Quantité d'eaux usées traitées annuellement, en mètres cubes;

DCO_{q_{moy}} = Moyenne trimestrielle de la demande chimique en oxygène des eaux usées, en kilogrammes par mètre cube;

BOU = Quantité de composantes organiques retirées annuellement sous forme de boues, en kilogrammes de demande chimique en oxygène;

- CG = Capacité de génération de CH₄, soit 0,25 kg de CH₄ par kilogramme de demande chimique en oxygène;
- FCM = Facteur de conversion en CH₄ indiqué au tableau 9-3, prévu à QC.9.5, selon le procédé;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° dans le cas des émissions de N₂O, selon l'équation 9-15 :

Équation 9-15

$$N_2O = Q \times TN_{qmoy} \times FE_{N_2O} \times 1,571 \times 0,001$$

Où :

- N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables au traitement des eaux usées, en tonnes métriques;
- Q = Quantité d'eaux usées traitées annuellement, en mètres cubes;
- TN_{qmoy} = Teneur moyenne trimestrielle d'azote dans les effluents, en kilogrammes par mètre cube;
- FE_{N₂O} = Facteur d'émission de N₂O des eaux usées rejetées, soit 0,005 kg d'azote produit par la décomposition de l'oxyde nitreux (N₂O-N) par kilogramme d'azote total;
- 1,571 = Facteur de conversion des kilogrammes de N₂O-N en kilogrammes de N₂O;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.8. Calcul des émissions de CH₄ issues des séparateurs huile-eau

Les émissions annuelles de CH₄ issues des séparateurs huile-eau doivent être calculées selon l'équation 9-16 :

Équation 9-16

$$CH_4 = FE_{sep} \times Q_{eau} \times FC_{HAM} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 issues des séparateurs huile-eau, en tonnes métriques;

FE_{sep} = Facteur d'émission des hydrocarbures autres que le CH_4 indiqué au tableau 9-4 prévu à QC.9.5, en kilogrammes par mètre cube;

Q_{eau} = Quantité d'eaux usées traitées annuellement par le séparateur, en mètres cubes;

FC_{HAM} = Facteur de conversion en CH_4 des hydrocarbures autres que le CH_4 obtenu par échantillonnage et analyse à chaque séparateur ou, en l'absence de données, un facteur de 0,6;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.9. Calcul des émissions fugitives de CH_4 des composantes des équipements

Les émissions fugitives annuelles de CH_4 de toutes les composantes du réseau d'alimentation en gaz naturel et en gaz combustible et des unités d'adsorption à modulation de pression doivent être calculées en utilisant les mesures de COV effectuées conformément à QC.9.4.9 et en utilisant les méthodes suivantes :

1° les émissions annuelles de CH_4 doivent être calculées selon l'équation 9-17 :

Équation 9-17

$$CH_4 = \sum_1^n (E_{COV-0} + E_{COV-CF} + E_{COVF})_n \times FC_{COV} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables aux émissions fugitives des composantes du réseau, en tonnes métriques;

n = Nombre de détections par année;

E_{COV-0} = Émissions de COV des composantes dont le résultat de détection est de zéro, calculées selon l'équation 9-18, en kilogrammes par période de détection;

E_{COV-CF} = Émissions de COV des composantes dont le résultat de détection se situe entre les concentrations moyennes présentes dans l'atmosphère et 9 999 ppmv, calculées selon l'équation 9-19, en kilogrammes par période de détection;

E_{COVF} = Émissions de COV des composantes dont le résultat de détection est supérieur à 9 999 ppmv, calculées selon l'équation 9-20, en kilogrammes par période de détection;

FC_{COV} = Facteur de conversion des COV en CH₄ spécifique obtenu par échantillonnage et analyse à la source ou, en l'absence de données représentatives, un facteur de 0,6;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° les émissions de COV des composantes dont le résultat de détection est de zéro après l'application des concentrations moyennes présentes dans l'atmosphère doivent être calculées selon l'équation 9-18 :

Équation 9-18

$$E_{COV-0} = \sum_{i=1}^6 NC_i \times FE_{zi} \times t$$

Où :

E_{COV-0} = Composante zéro d'émissions de COV, en kilogrammes par période de détection;

i = Type de composantes (1 = valve, 2 = joint d'étanchéité des pompes, 3 = autre, 4 = raccord, 5 = bride, 6 = conduite à configuration ouverte);

NC_i = Nombre de composantes de type i avec résultat de détection de zéro;

FE_{zi} = Facteur zéro d'émission de COV indiqué au tableau 9-5, prévu à QC.9.5, pour les composantes i , en kilogrammes par heure;

t = Intervalle depuis la dernière détection, en heures par période de détection;

3° les émissions de COV des composantes dont le résultat de détection est entre les concentrations moyennes présentes dans l'atmosphère et 9 999 ppmv doivent être calculées selon l'équation 9-19 :

Équation 9-19

$$E_{COV-CF} = \sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^n (\sigma_i \times VD_{i,j}^{\beta_i} \times t_{i,j})$$

Où :

$E_{\text{COV-CF}}$ = Émissions de COV des composantes dont le résultat de détection se situe entre les concentrations moyennes présentes dans l'atmosphère et 9 999 ppmv, en kilogrammes par période de détection;

i = Type de composantes (1 = valve, 2 = joint d'étanchéité des pompes, 3 = autre, 4 = raccord, 5 = bride, 6 = conduite à configuration ouverte);

n = Nombre de composantes de type i ;

j = Composante de type i ;

σ_i = Facteur de corrélation d'équation indiqué au tableau 9-5, prévu à QC.9.5, pour les composantes de type i , en kilogrammes par heure;

$VD_{i,j}$ = Résultat de détection pour la composante j de type i ;

β_i = Facteur de corrélation d'équation indiqué au tableau 9-5, prévu à QC.9.5, pour les composantes de type i , en kilogrammes par heure;

$t_{i,j}$ = Temps écoulé depuis le début de la fuite de la composante j de type i en heures ou, si le moment du début de la fuite est inconnu, le temps écoulé depuis la dernière détection, en heures;

4° les émissions de COV des composantes dont le résultat de détection est supérieur à 9 999 ppmv doivent être calculées selon l'équation 9-20 :

Équation 9-20

$$E_{\text{COVF}} = \sum_{i=1}^6 NC_i \times FE_i \times t$$

Où :

E_{COVF} = Émissions de COV des composantes dont le résultat de détection est supérieur à 9 999 ppmv, en kilogrammes par période de détection;

i = Type de composantes (1 = valve, 2 = joint d'étanchéité des pompes, 3 = autre, 4 = raccord, 5 = bride, 6 = conduite à configuration ouverte);

NC_i = Nombre de composantes de type i dont le résultat de détection est supérieur à 9 999 ppmv;

FE_i = Facteur d'émission de COV pour le type de composantes i indiqué au tableau 9-5, prévu à QC.9.5, dont le résultat de détection est supérieur à 9 999 ppmv, en kilogrammes de COV par heure;

t = Temps écoulé depuis la dernière détection, en heures.

QC.9.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.9.4.1. Régénération de catalyseurs

Dans le cas de la régénération de catalyseurs, l'émetteur doit :

1° dans le cas des unités de craquage catalytique à lit fluidisé et des unités de cokéfaction fluide :

- a) mesurer la concentration quotidienne d'oxygène dans l'entrée de courant d'air enrichi en oxygène au régénérateur;
- b) mesurer le débit volumétrique d'air et d'air enrichi d'oxygène entrant dans le régénérateur, en continu;
- c) mesurer en continu ou hebdomadairement la concentration de CO₂, de monoxyde de carbone et d'oxygène dans les gaz d'échappement du régénérateur;
- d) mesurer la teneur en carbone quotidienne du coke brûlé;
- e) comptabiliser le nombre de jours d'exploitation;

2° dans le cas de la régénération périodique de catalyseurs :

- a) mesurer la quantité de catalyseurs régénérés à chaque cycle de régénération;
- b) mesurer la teneur en carbone des catalyseurs, avant et après la régénération;

3° dans le cas de la régénération continue de catalyseurs utilisée pour d'autres opérations que le craquage catalytique à lit fluidisé et la cokéfaction fluide :

- a) mesurer le taux horaire de régénération de catalyseurs;
- b) mesurer la teneur en carbone des catalyseurs, avant et après la régénération;
- c) comptabiliser le nombre d'heures d'exploitation.

QC.9.4.2. Événements d'équipements de procédé

Dans le cas des événements d'équipements de procédé, l'émetteur doit, pour chaque événement lié au procédé, mesurer les paramètres suivants :

- 1° le débit de chaque ventilation;
- 2° la fraction molaire de CO₂, de CH₄ et de N₂O dans le courant gazeux de l'événement durant chaque ventilation;
- 3° la durée de chaque ventilation.

QC.9.4.3. Soufflage de produits bitumineux

Dans le cas du soufflage de produits bitumineux, l'émetteur doit mesurer la quantité de produits bitumineux soufflés.

QC.9.4.4. Récupération de dioxyde de soufre

Dans le cas de la récupération de dioxyde de soufre, l'émetteur doit mesurer le débit volumétrique de gaz acide vers les unités de récupération de dioxyde de soufre.

Lorsque l'émetteur utilise une valeur de fraction moléculaire spécifique à la source au lieu du facteur par défaut, il doit mesurer annuellement la teneur en CO₂ dans le sulfure d'hydrogène.

QC.9.4.5. Torches et autres équipements antipollution

Dans le cas des torches et autres équipements antipollution, l'émetteur doit :

1° lorsqu'il utilise la méthode prévue à QC.9.3.5, 1°, mesurer en continu le débit et les paramètres permettant de déterminer le pouvoir calorifique supérieur du gaz de torche;

2° lorsqu'il utilise la méthode prévue à QC.9.3.5, 2°, mesurer en continu le débit et les paramètres permettant de déterminer la teneur en carbone du gaz de torche;

3° lorsqu'il utilise la méthode prévue à l'alinéa QC.9.3.5, 3°, mesurer annuellement le volume du gaz consommé à la torche, selon un degré de précision minimal de 7,5 %, ainsi que la teneur en carbone.

QC.9.4.6. Réservoirs hors sol

Dans le cas des réservoirs hors sol, l'émetteur doit mesurer à l'aide de débitmètres la quantité annuelle de tous les types de produits transvidés de chaque réservoir.

QC.9.4.7. Traitement des eaux usées

Dans le cas du traitement des eaux usées, l'émetteur doit mesurer les paramètres suivants :

1° le volume quotidien d'eaux usées traitées;

2° la demande chimique en oxygène trimestrielle des eaux usées;

3° la quantité de boues retirées annuellement ainsi que leur teneur organique;

4° la teneur trimestrielle en azote des eaux usées.

QC.9.4.8. Séparateurs huile-eau

Dans le cas des séparateurs huile-eau, l'émetteur doit mesurer le volume quotidien d'eaux usées traitées par les séparateurs huile-eau.

QC.9.4.9. Émissions fugitives des composantes des équipements

Dans le cas des émissions fugitives des composantes des équipements, l'émetteur doit :

1° classer les composantes selon les types suivants : valves, joints d'étanchéité des pompes, raccords, brides, conduites à configuration ouverte ou autres types de composantes;

2° effectuer la détection des fuites conformément à la méthodologie d'identification et de dénombrement des composantes ainsi que des méthodes de détection conformément à la norme CCME-EPC-73F intitulée « Code d'usage environnemental pour la mesure et la réduction des émissions fugitives de COV résultant de fuites provenant du matériel » et publiée en octobre 1993 par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement;

3° effectuer la détection des fuites au moins une fois par année et mesurer les émissions à l'aide d'instrumentation détectant le CH₄.

QC.9.5. Tableaux**Tableau 9-1. Bilan de matière de coke brûlé et facteurs de conversion**

(QC.9.3.1, 1°)

Facteurs de conversion	(kg min)/(h m ³ (base sèche) %)
K ₁	0,2982
K ₂	2,0880
K ₃	0,0994

Tableau 9-2. Données pour le calcul des émissions des réservoirs hors sol contenant du bitume selon le modèle « TANKS »

(QC.9.3.6, 2°)

Paramètres	Données à saisir
Masse moléculaire liquide	1000
Masse moléculaire gazeuse	105
Densité liquide (lb/gal à 60 °F)	8,0925
Constantes de l'équation d'Antoine sur la pression de vapeur (à l'aide de K)	A = 75350,06 B = 9,00346

Tableau 9-3. Facteurs de conversion en CH₄ selon le type de procédé industriel de traitement des eaux

(QC.9.3.7, 1°)

Type de traitement, de décharge ou de système	Facteur de conversion en CH ₄ (FCM)	Portée
Sans traitement		
Rejet en mer, dans une rivière ou dans un lac ⁽¹⁾	0,1	0 – 0,2
Avec traitement		
Usine de traitement aérobie	0	0 – 0,1
Usine de traitement aérobie surchargée	0,3	0,2 – 0,4
Digesteur anaérobie pour les boues ⁽²⁾	0,8	0,8 – 1,0
Réacteur anaérobie ⁽²⁾	0,8	0,8 – 1,0
Lagune anaérobie de moins de 2 m de profondeur	0,2	0 – 0,3
Lagune anaérobie de 2 m ou plus de profondeur	0,8	0,8 – 1,0
<p>Pour obtenir la capacité de génération (B) de CH₄ en kilogrammes de CH₄ par kilogramme de demande chimique en oxygène (DCO), l'émetteur doit par défaut utiliser le facteur d'émission de 0,25 kg de CH₄ par kilogramme de DCO.</p> <p>Le facteur d'émission de N₂O des eaux usées rejetées (FE_{N₂O}) est de 0,005 kg N₂O-N par kilogramme d'azote.</p> <p>FCM = facteur de conversion en CH₄ (la proportion de déchets traités par anaérobie).</p> <p>(1) Le fait que les rivières à charge organique élevée peuvent devenir anaérobiques n'est pas pris en compte.</p> <p>(2) La récupération du CH₄ n'est pas prise en compte.</p>		

Tableau 9-4. Facteurs d'émission pour les séparateurs huile-eau

(QC.9.3.8)

Type de séparateur	Facteur d'émission (FE _{sép}) ^a kg HAM/m ³ eaux usées traitées
Par gravité – non couvert	1,11e-01
Par gravité – couvert	3,30e-03
Par gravité – couvert et lié à l'appareil antipollution	0
FAD ^b de FAF ^c – non couvert	4,00e-03 ^d
FAD ou FAF – couvert	1,20e-04 ^d
FAD ou FAF – couvert et lié à l'appareil antipollution	0
<p>^a Les facteurs d'émission ne comprennent pas l'éthane</p> <p>^b FAD = type de flottaison par air dissous</p> <p>^c FAF = type de flottaison par air forcé</p> <p>^d Pour ces types de séparateurs, les facteurs d'émission s'appliquent lorsque ces séparateurs sont installés comme système de traitement secondaire.</p>	

Tableau 9-5. Facteur d'émissions fugitives des composantes du réseau d'alimentation de gaz

(QC.9.3.9, 2°, 3° et 4°)

Type de composantes / Type de service	Facteur zéro par défaut (kg/h)	Corrélation d'équation (kg/h)	Corrélation d'équation (kg/h)	Facteur (kg/h)
				10 000 ppmv
	FZ_{i0}	σ_i	β_i	$(VD > 9\ 999) FE_i$
Valves (1)	$7,8 \times 10^{-6}$	$2,27 \times 10^{-6}$	0,747	0,064
Joints d'étanchéité des pompes (2)	$1,9 \times 10^{-5}$	$5,07 \times 10^{-5}$	0,622	0,089
Autres (3)	$4,0 \times 10^{-6}$	$8,69 \times 10^{-6}$	0,642	0,082
Raccords (4)	$7,5 \times 10^{-6}$	$1,53 \times 10^{-6}$	0,736	0,030
Brides (5)	$3,1 \times 10^{-7}$	$4,53 \times 10^{-6}$	0,706	0,095
Conduites à configuration ouverte (6)	$2,0 \times 10^{-6}$	$1,90 \times 10^{-6}$	0,724	0,033

QC.10. FABRIQUE DE PÂTES ET PAPIERS

QC.10.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la fabrication de produits de pâtes et papiers.

QC.10.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse dans des fours de récupération et des séchoirs, calculées conformément à QC.10.3.1, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles fossiles dans des fours de récupération et des séchoirs, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de composés de type « carbonate » dans des fours de récupération et des séchoirs, calculées conformément à QC.10.3.2, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

5° la consommation annuelle de composés type « carbonate », en tonnes métriques;

- 6° la production annuelle de liqueur usée de cuisson, en tonnes métriques;
- 7° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O issues des stations d'épuration des eaux usées, calculées conformément à QC.9.3.7, en tonnes métriques.

QC.10.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la fabrication de produits de pâtes et papiers doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.10.3.1 et QC.10.3.2.

QC.10.3.1. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse dans les fours de récupération et les séchoirs doivent être calculées selon l'équation 10-1 :

Équation 10-1

$$CO_{2, \text{biomasse}} = \sum_{i=1}^{12} (LU_i \times TC_i \times 3,664)$$

Où :

CO_{2, biomasse} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse dans les fours de récupération et les séchoirs, en tonnes métriques;

i = Mois;

LU_i = Liqueur usée de cuisson produite au cours du mois *i*, en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone de la liqueur usée de cuisson produite au cours du mois *i*, en kilogrammes de carbone par kilogramme de liqueur usée de cuisson;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

QC.10.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la combustion de composés de type « carbonate »

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de composés de type « carbonate » dans les fours de récupération et les séchoirs doivent être calculées selon l'équation 10-2 :

Équation 10-2

$$CO_{2,carb} = \sum_{i=1}^{12} \left(\sum_{j=1}^n CA_j \times FE_j \right)_i$$

Où :

$CO_{2,carb}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de composés de type « carbonate » dans les fours de récupération et les séchoirs, en tonnes métriques;

i = Mois;

n = Nombre de composés de type « carbonate »;

j = Composé de type « carbonate »;

CA_j = Quantité de composés de type « carbonate » j consommés au cours du mois i , en tonnes métriques;

FE_j = Facteur d'émission de CO_2 du composé de type « carbonate » j indiqué au tableau 10-1, prévu à QC.10.5, pour le mois i , en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de composés de type « carbonate ».

QC.10.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une fabrique de pâtes et papiers doit :

- 1° mesurer la quantité de liqueur usée de cuisson produite chaque année;
- 2° mesurer la teneur mensuelle en carbone de la liqueur usée de cuisson conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal »;
- 3° afin de déterminer la consommation de carbonate, utiliser les données indiquées par le fournisseur de carbonate ou peser le carbonate utilisé au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;
- 4° mesurer la teneur en carbonate de chaque composé de type « carbonate » selon l'une des méthodes suivantes :
 - a) utiliser les données sur la teneur en carbonate indiquées par le fournisseur du composé;
 - b) utiliser le facteur d'émission indiqué au tableau 10-1 prévu à QC.10.5;

- c) recueillir mensuellement des échantillons des carbonates utilisés conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime », la norme ASTM C1301-95 (2009) e1 intitulée « Standard Test Method for Major and Trace Elements in Limestone and Lime by Inductively Coupled Plasma-Atomic Emission Spectroscopy (ICP) and Atomic Absorption (AA) » ou la norme ASTM C1271-99 (2006) intitulée « Standard Test Method for X-ray Spectrometric Analysis of Lime and Limestone ».

QC.10.5. Tableau

Tableau 10-1. Facteurs d'émission de CO₂ pour les variétés communes de carbonate

(QC.10.3.2, QC.10.4, 4°, b)

Carbonate	Nom minéral	Facteur d'émission (t éq. de CO ₂ /t de carbonate)
CaCO ₃	Calcite	0,4397
CaMg(CO ₃) ₂	Dolomite	0,4773
Na ₂ CO ₃	Carbonate de sodium	0,4149

QC.11. PRODUCTION DE CARBONATE DE SODIUM

QC.11.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production de carbonate de sodium par la calcination de minerai de trona ou de saumure qui en contiennent.

QC.11.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂ issues de tous les fours de calcination de carbonate de sodium, calculées conformément à QC.11.3, en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans les fours de calcination, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 3° les consommations mensuelles de minerai de trona ou de saumure, en tonnes métriques;
- 4° les productions mensuelles de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

- 5° les quantités mensuelles de poussières rejetées et non recyclées par les fours de calcination, en tonnes métriques;
- 6° les teneurs mensuelles en carbone du minerai de trona ou de la saumure au point d'alimentation du four, en kilogrammes de carbone par kilogramme de minerai de trona ou de saumure;
- 7° les teneurs mensuelles en carbone du carbonate de sodium produit, en kilogrammes de carbone par kilogramme de carbonate de sodium;
- 8° les teneurs mensuelles en carbone des poussières rejetées et non recyclées par les dispositifs régulateurs et non combinées au produit de carbonate de sodium, en kilogrammes de carbone par kilogramme de poussières récupérées;
- 9° dans le cas d'une installation qui recycle le CO₂ provenant de la calcination dans les tours de carbonatation :
- a) les émissions annuelles de CO₂ recyclé, en tonnes métriques;
 - b) les quantités mensuelles de saumure prétraitée consommée, en tonnes métriques;
 - c) les teneurs mensuelles en carbone de la saumure prétraitée au point d'alimentation du four, en kilogrammes de carbone par kilogramme de saumure prétraitée;
 - d) les quantités mensuelles de saumure non traitée consommée pour le prétraitement, en tonnes métriques;
 - e) les teneurs mensuelles en carbone de la saumure avant le prétraitement, en kilogrammes de carbone par kilogramme de saumure non traitée.

QC.11.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

QC.11.3.1. Calcul des émissions de CO₂ issues des fours de calcination

Les émissions annuelles de CO₂ issues des fours de calcination doivent être calculées selon l'une des deux méthodes de calcul suivantes :

- 1° selon les données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4;
- 2° selon l'équation 11-1 :

Équation 11-1

$$CO_2 = \sum_{j=1}^{12} [(TC_{T-S_j} \times Q_{T-S_j}) - (TC_{C_j} \times Q_{C_j}) - (TC_{P_j} \times Q_{P_j})] \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux procédés de production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

j = Mois;

TC_{T-S_j} = Teneur en carbone du minerai de trona ou de la saumure au point d'alimentation du four pour le mois j , en kilogrammes de carbone par kilogramme de minerai de trona ou de saumure;

Q_{T-S_j} = Quantité de minerai de trona ou de saumure consommée au cours du mois j , en tonnes métriques;

TC_{C_j} = Teneur en carbone du carbonate de sodium produit au cours du mois j , en kilogrammes de carbone par kilogramme de carbonate de sodium;

Q_{C_j} = Quantité de carbonate de sodium produit au cours du mois j , en tonnes métriques;

TC_{P_j} = Teneur en carbone des poussières rejetées et non recyclées par les dispositifs régulateurs et non combinées au produit de carbonate de sodium au cours du mois j , en kilogrammes de carbone par kilogramme de poussières récupérées;

Q_{P_j} = Quantité de poussières rejetées et non recyclées par les dispositifs régulateurs et non combinées au produit de carbonate de sodium au cours du mois j , en tonnes métriques;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.11.3.2. Calcul des émissions annuelles de CO_2 issues des fours de calcination utilisées dans les tours de carbonatation pour le prétraitement de la saumure

Dans le cas d'une installation où les émissions de CO_2 issues des fours de calcination sont utilisées dans les tours de carbonatation pour le prétraitement de la saumure, les émissions annuelles de CO_2 recyclé doivent être calculées selon l'équation 11-2 :

Équation 11-2

$$CO_2 = \sum_{j=1}^{12} [(TC_{SPj} \times Q_{SPj}) - (TCs_j \times Qs_j)] \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 recyclé des fours de calcination pour le prétraitement, en tonnes métriques;

j = Mois;

TC_{SPj} = Teneur en carbone de la saumure prétraitée au point d'alimentation du four pour le mois j , en kilogrammes de carbone par kilogramme de saumure prétraitée;

Q_{SPj} = Quantité mensuelle de saumure prétraitée consommée au cours du mois j , en tonnes métriques;

TC_{sj} = Teneur en carbone de la saumure avant le prétraitement pour le mois j , en kilogrammes de carbone par kilogramme de saumure non traitée;

Q_{sj} = Quantité mensuelle de saumure non traitée consommée pour le prétraitement au cours du mois j , en tonnes métriques;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.11.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues au paragraphe 2° de QC.11.3.1 et à QC.11.3.2 doit :

1° mesurer la quantité de minerai de trona, de carbonate de sodium, de poussières et de saumure au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;

2° échantillonner mensuellement le minerai de trona, le carbonate de sodium, les poussières et la saumure et mesurer la teneur en carbone de chaque échantillon de la manière suivante :

- a) dans le cas de la saumure, à l'aide d'un analyseur de carbone organique total et conformément à la norme ASTM D4839-03 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon in Water by Ultraviolet, or Persulfate Oxidation, or Both, and Infrared Detection »;
- b) dans le cas du minerai de trona, du carbonate de sodium et des poussières, conformément à la norme ASTM E359-00 (2005) e1 intitulée « Standard Test Methods for Analysis of Soda Ash (Sodium Carbonate) ».

QC.12. FABRICATION DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES**QC.12.1. Sources visées**

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production de produits pétrochimiques à partir de matières premières dérivées du pétrole, de pétrole ou de gaz naturel liquides.

QC.12.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de gaz de raffinerie, de flexigaz ou de gaz associés, calculées conformément à QC.2, en tonnes métriques;
- 3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à chaque procédé chimique, calculées conformément à QC.12.3.1, en tonnes métriques;
- 4° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées conformément à QC.12.3.2, en tonnes métriques;
- 5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches et autres équipements antipollution, calculées conformément à QC.12.3.3, en tonnes métriques;
- 6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des événements des équipements de procédé, calculées conformément à QC.12.3.4, en tonnes métriques;
- 7° les émissions annuelles de CH₄ provenant des émissions fugitives des composantes d'équipements, calculées conformément à QC.12.3.5, en tonnes métriques;
- 8° les émissions annuelles de CH₄ issues des réservoirs hors sol, calculées conformément à QC.12.3.6, en tonnes métriques;
- 9° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées, calculées conformément à QC.12.3.7, en tonnes métriques;
- 10° les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux séparateurs huile-eau, calculées conformément à QC.12.3.8, en tonnes métriques;

11° la consommation annuelle de chaque type de matière première qui émet du CO₂, du CH₄ ou du N₂O, soit :

- a) en millions de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des gaz;
- b) en kilolitres dans le cas des liquides;
- c) en tonnes métriques dans le cas des solides autres que la biomasse;
- d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles solides issus de la biomasse;

12° les teneurs moyennes mensuelles en carbone des matières consommées ou produits, en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz d'alimentation;

13° les masses moléculaires moyennes mensuelles des gaz consommés ou produits, en kilogrammes par kilomole.

QC.12.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la production de produits pétrochimiques doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.12.3.1 à QC.12.3.8.

QC.12.3.1. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° dans le cas où la matière première et le produit sont sous forme gazeuse, selon l'équation 12-1 :

Équation 12-1

$$CO_2 = \sum_{n=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^{j \text{ ou } k} \left\{ \left[(V_{GA})_{i,n} \times (TC_{GA})_{i,n} \times \frac{(MM_{GA})_i}{CVM} \right] - \left[(V_{GP})_{i,n} \times (TC_{GP})_{i,n} \times \frac{(MM_{GP})_i}{CVM} \right] \right\} \right] \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique, en tonnes métriques;

n = Mois;

j = Nombre de matières premières;

k = Nombre de produits;

i = Type de gaz;

$(V_{GA})_{i,n}$ = Volume du gaz i à l'alimentation pour le mois n , en mètres cubes aux conditions de référence;

$(TC_{GA})_{i,n}$ = Teneur moyenne en carbone du gaz i pour le mois n dans l'alimentation, en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz d'alimentation;

$(MM_{GA})_i$ = Masse moléculaire moyenne mensuelle du gaz i , en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

$(V_{GP})_{i,n}$ = Volume du gaz i produit pour le mois n en mètres cubes aux conditions de référence;

$(TC_{GP})_{i,n}$ = Teneur moyenne en carbone du gaz produit i durant le mois n , en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz produit;

$(MM_{GP})_i$ = Masse moléculaire moyenne mensuelle du gaz i , en kilogrammes par kilomole;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° dans le cas où la matière première et le produit sont sous forme liquide ou solide, selon l'équation 12-2 :

Équation 12-2

$$CO_2 = \sum_{n=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^{j \text{ ou } k} \{ [(Q_A)_{i,n} \times (TC_A)_{i,n}] - [(Q_P)_{i,n} \times (TC_P)_{i,n}] \} \right] \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique, en tonnes métriques;

n = Mois;

j = Nombre de matières premières;

k = Nombre de produits;

i = Type de matière première;

$(Q_A)_{i,n}$ = Quantité de matière première i consommée durant le mois n , en kilogrammes;

$(TC_A)_{i,n}$ = Teneur moyenne en carbone de la matière première i pour le mois n , en kilogrammes de carbone par kilogramme de matière première;

$(Q_P)_{i,n}$ = Quantité de produit i pour le mois n , en kilogrammes;

$(TC_P)_{i,n}$ = Teneur moyenne en carbone du produit i pour le mois n , en kilogrammes de carbone par kilogramme de produit;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.12.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs d'une installation munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions doivent être calculées conformément à QC.1.3.4 ou, en l'absence de tel système, conformément à QC.9.3.1 selon le type de procédé.

QC.12.3.3. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.1.

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches doivent être calculées conformément à QC.9.3.5 selon le type d'équipement utilisé.

QC.12.3.4. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des événements des équipements de procédé

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des événements des équipements de procédé, autres que les émissions inhérentes au procédé, doivent être calculées conformément à QC.9.3.2.

QC.12.3.5. Calcul des émissions fugitives de CH₄ des composantes des équipements

Les émissions fugitives annuelles de CH₄ de toutes les composantes du réseau d'alimentation en gaz naturel et en gaz combustible de raffinerie et des unités d'adsorption à modulation de pression doivent être calculées conformément à QC.9.3.9.

QC.12.3.6. Calcul des émissions de CH₄ issues des réservoirs hors sol

Les émissions annuelles de CH₄ issues des réservoirs hors sol contenant des produits dérivés du pétrole et qui ne sont pas munis d'unités d'adsorption à modulation de pression doivent être calculées conformément à QC.9.3.6.

QC.12.3.7. Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées

Les émissions annuelles de CH₄ et N₂O attribuables au traitement des eaux usées doivent être calculées conformément à QC.9.3.7.

QC.12.3.8. Calcul des émissions de CH₄ attribuables aux séparateurs huile-eau

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux séparateurs huile-eau doivent être calculées conformément à QC.9.3.8.

QC.12.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.12.4.1. Régénération de catalyseurs

Dans le cas de la régénération de catalyseurs, l'émetteur doit mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.1.

QC.12.4.2. Torches et autres équipements antipollution

Dans le cas des torches et autres équipements antipollution, l'émetteur doit mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.5.

QC.12.4.3. Événements d'équipement de procédé

Dans le cas des événements d'équipements de procédés, l'émetteur doit, pour chaque événement lié au procédé, mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.2.

QC.12.4.4. Émissions fugitives des composantes du réseau

Dans le cas des émissions fugitives des composantes du réseau d'alimentation, l'émetteur doit mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.9.

QC.12.4.5. Réservoirs hors sol

Dans le cas des réservoirs hors sol, l'émetteur doit mesurer à l'aide de débitmètres la quantité annuelle de pétrole brut, de naphtha, d'huiles distillées et de gasoil transvidés de chaque réservoir.

QC.12.4.6. Traitement des eaux usées

Dans le cas du traitement des eaux usées, l'émetteur doit mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.7.

QC.12.4.7. Séparateurs huile-eau

Dans le cas des séparateurs huile-eau, l'émetteur doit mesurer le volume quotidien d'eaux usées traitées par les séparateurs huile-eau.

QC.12.4.8. Consommation de matières premières

L'émetteur doit déterminer la quantité de matières premières consommées en utilisant le même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.13. PRODUCTION D'ACIDE ADIPIQUE

QC.13.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'acide adipique ($\text{HOOC}(\text{CH}_2)_4\text{COOH}$) par l'oxydation d'un mélange de cyclohexanone ($((\text{CH}_2)_5\text{CO})$) et de cyclohexanol ($((\text{CH}_2)_5\text{CHOH})$) en présence d'acide nitrique et d'un catalyseur.

QC.13.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de N_2O , en tonnes métriques;
- 2° la production annuelle d'acide adipique, en tonnes métriques;
- 3° le facteur d'émission de N_2O , en tonnes métriques de N_2O par tonne métrique d'acide adipique;
- 4° le facteur de destruction de l'équipement antipollution de l'installation;
- 5° le facteur d'utilisation de l'équipement antipollution de l'installation.

Les paragraphes 3^o, 4^o et 5^o du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de N₂O de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.13.3. Méthodes de calcul des émissions de N₂O attribuables au procédé d'oxydation

Les émissions annuelles de N₂O attribuables au procédé d'oxydation doivent être calculées conformément à l'une des deux méthodes de calcul prévues à QC.13.3.1 et QC.13.3.2.

QC.13.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de N₂O peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.13.3.4.

QC.13.3.2. Méthode de calcul utilisant le facteur d'émission de N₂O ainsi que les facteurs de destruction et d'utilisation de l'équipement antipollution

Les émissions annuelles de N₂O doivent être calculées selon l'équation 13-1 :

Équation 13-1

$$N_2O = FE_{N_2O} \times P_{AA} \times (1 - F_D \times F_U)$$

Où :

N₂O = Émissions de N₂O attribuables au procédé d'oxydation, en tonnes métriques;

FE_{N₂O} = Facteur d'émission de N₂O, en tonnes métriques de N₂O par tonne métrique d'acide adipique produit;

P_{AA} = Production d'acide adipique, en tonnes métriques;

F_D = Facteur de destruction de l'équipement antipollution de l'installation;

F_U = Facteur d'utilisation de l'équipement antipollution de l'installation.

QC.13.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui produit de l'acide adipique doit :

1^o déterminer annuellement le facteur d'émission de N₂O de l'installation selon l'une des méthodes suivantes :

- a) conformément à la méthode 320 visée à l'annexe A de la Partie 63 du Titre 40 du Code of Federal Regulations intitulée « Measurement of Vapor Phase Organic and Inorganic Emissions by Extractive Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy » et publiée par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);
 - b) conformément à la norme ASTM D6348-03 intitulée « Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy »;
 - c) à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions permettant de déterminer soit la quantité d'émissions de N₂O lorsque l'équipement antipollution n'est pas opérationnel, en résultant ainsi un facteur d'émission à utiliser avec le facteur de destruction de cet équipement, soit la quantité d'émissions de N₂O détruites par l'équipement;
- 2° déterminer annuellement la quantité d'acide adipique produit selon l'une des méthodes suivantes :
- a) se baser sur les données annuelles de ventes;
 - b) utiliser un instrument de mesure tel un débitmètre ou une balance.

QC.14. PRODUCTION DE PLOMB

QC.14.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production primaire et secondaire de plomb.

QC.14.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂ en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de chaque matériau contenant du carbone, en tonnes métriques;
- 3° la quantité annuelle de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four, en tonnes métriques;
- 4° la teneur en carbone de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four.

QC.14.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux procédés de production primaire et secondaire de plomb

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de chaque matériau contenant du carbone doivent être calculées conformément à l'une des deux méthodes de calcul prévues à QC.14.3.1 et QC.14.3.2.

QC.14.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.14.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées selon l'équation 14-1 :

Équation 14-1

$$CO_2 = \sum_i^n (M_i \times TC_i) \times 3,664$$

Où :

CO₂ = Émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de matériaux contenant du carbone, en tonnes métriques;

n = Nombre de types de matériaux;

i = Type de matériaux;

M_i = Quantité annuelle de chaque matériau *i* utilisé, en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone dans chaque matériau *i* utilisé, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matériau;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

QC.14.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui produit du plomb doit :

1° obtenir annuellement la teneur en carbone de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau, soit selon les méthodes suivantes :

- a) dans le cas des minerais métalliques et des alliages, conformément à la norme ASTM E1941-04 intitulée « Standard Test Method for Determination of Carbon in Refractory and Reactive Metals and Their Alloys »;
 - b) dans le cas des agents réducteurs et des électrodes de carbone, conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal »;
 - c) dans le cas des fondants, conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime »;
- 2° calculer la quantité annuelle de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four en pesant les matériaux au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.15. PRODUCTION DE ZINC

QC.15.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés utilisés pour la production primaire et secondaire de zinc.

QC.15.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂ en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de chaque matériau contenant du carbone, en tonnes métriques;
- 3° la quantité annuelle de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four, en tonnes métriques;
- 4° la teneur en carbone de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four.

QC.15.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux procédés de production primaire et secondaire de zinc

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de chaque matériau contenant du carbone doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.15.3.1 et QC.15.3.2.

QC.15.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.15.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées selon l'équation 15-1 :

Équation 15-1

$$CO_2 = \sum_i^n (M_i \times TC_i) \times 3,664$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de matériaux contenant du carbone, en tonnes métriques;

n = Nombre de types de matériaux;

i = Type de matériaux;

M_i = Quantité annuelle de chaque matériau *i* utilisé, en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone de chaque matériau *i* utilisé, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matériau;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

QC.15.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui produit du zinc doit :

1° obtenir annuellement la teneur en carbone de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau, soit selon les méthodes suivantes :

- a) dans le cas des minerais contenant du zinc, conformément à la norme ASTM E1941-04 intitulée « Standard Test Method for Determination of Carbon in Refractory and Reactive Metals and Their Alloys » ;
 - b) dans le cas des agents réducteurs et des électrodes de carbone, conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal »;
 - c) dans le cas des fondants, conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime »;
- 2° calculer la quantité annuelle de chaque matériau contenant du carbone entrant dans le four en pesant les matériaux au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.16. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

QC.16.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les équipements fixes de combustion qui, à partir de combustibles solides, liquides ou gazeux, produisent de l'électricité destinée à la vente ou à l'utilisation sur le site même de l'installation ou de l'établissement ainsi que les installations de cogénération où sont produites de la vapeur et de l'électricité.

QC.16.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion de combustibles fossiles, de biocombustibles, de biomasse et de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques, en indiquant par type de combustible :

- a) les émissions de CO₂;
- b) les émissions de CH₄;
- c) les émissions de N₂O;

2° la consommation annuelle de combustibles, soit :

- a) en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des gaz;
 - b) en kilolitres dans le cas des liquides;
 - c) en tonnes métriques dans le cas des solides autres que les biocombustibles solides;
 - d) en tonnes métriques sèches dans le cas des biocombustibles solides;
- 3° lorsque la teneur en carbone est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, la teneur en carbone moyenne de chaque type de combustible, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;
- 4° lorsque le pouvoir calorifique supérieur est utilisé pour calculer les émissions de CO₂, le pouvoir calorifique supérieur moyen de chaque type de combustible, soit :
- a) en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
 - b) en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
 - c) en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;
- 5° la capacité nominale de chaque unité de production d'électricité, en mégawatts;
- 6° la production annuelle d'électricité, en mégawattheures;
- 7° pour chaque unité de cogénération, le type de cycle, soit un cycle force-chaleur ou un cycle chaleur-force, et la puissance thermique utile s'il y a lieu, en mégajoules;
- 8° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé d'épuration des gaz acides, en tonnes métriques;
- 9° les émissions fugitives annuelles de HFC provenant des systèmes de refroidissement, en tonnes métriques;
- 10° les émissions fugitives annuelles de CO₂ provenant des installations de géothermie, en tonnes métriques;
- 11° les émissions fugitives annuelles de CO₂ attribuables à l'entreposage du charbon calculées conformément à QC.5, en tonnes métriques;
- 12° la quantité annuelle d'absorbant utilisé aux équipements d'épuration de gaz acides, en tonnes métriques;
- 13° la quantité annuelle d'énergie transférée de la vapeur ou du fluide géothermique dans les installations géothermiques, en gigajoules;

14° dans le cas d'acquisition de vapeur ou de chaleur auprès d'une autre installation ou d'un autre établissement pour la production d'électricité, le nom du fournisseur de vapeur ou de chaleur et la quantité acquise, en mégajoules;

15° dans le cas de l'utilisation de combustibles additionnels en appui à la production d'électricité ou à la production industrielle, la consommation annuelle de combustibles par type de combustibles.

Les paragraphes 3° et 4° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.16.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité, à l'épuration des gaz acides et aux installations géothermiques doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.16.3.1 à QC.16.3.4.

QC.16.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion produisant de l'électricité peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.16.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité peuvent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes :

- 1° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustible le gaz naturel :
- a) lorsque le pouvoir calorifique supérieur du gaz est égal ou supérieur à 36,3 MJ/m³ mais inférieur ou égal à 40,98 MJ/m³ aux conditions de référence, conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.2;
 - b) lorsque le pouvoir calorifique supérieur du gaz est inférieur à 36,3 MJ/m³ ou supérieur à 40,98 MJ/m³ aux conditions de référence, conformément à QC.1.3.3;
- 2° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustible le charbon ou le coke de pétrole, conformément au paragraphe 1° de QC.1.3.3;

3° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des distillats moyens, tel que le diesel, le mazout ou le kérosène, de l'essence, de l'huile résiduelle ou des gaz de pétrole liquéfié, tel que l'éthane, le propane, l'isobutène ou le n-butane, conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.2;

4° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des gaz de raffinerie, du flexigaz ou des gaz associés, conformément à QC.2;

5° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des biogaz ou de la biomasse, les calculs doivent se faire conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.2;

6° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des matières résiduelles collectées par une municipalité, conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.2;

7° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des biogaz ou de la biomasse mais qui, lors des démarrages, des arrêts ou durant les problèmes de fonctionnement, utilisent des combustibles fossiles ou des gaz combustibles, les émissions de CO₂ attribuables à ces combustibles doivent être calculées conformément :

- a) dans le cas des combustibles fossiles, à QC.1.3.1, QC.1.3.2 et QC.1.3.3;
- b) dans le cas des gaz combustibles, à QC.2.

8° dans le cas d'équipements qui utilisent seulement des combustibles fossiles, conformément aux paragraphes 1° à 4° de QC.16.3.2, pour chaque type de combustible;

9° dans le cas d'équipements qui utilisent des combustibles fossiles et des biogaz ou de la biomasse :

- a) lorsque les émissions sont calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la portion des émissions de CO₂ attribuables à la biomasse ou au biogaz doit être calculée conformément au paragraphe 2° du cinquième alinéa de QC.1.3.4;
- b) lorsque les émissions ne sont pas calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, conformément aux paragraphes 1° à 7° de QC.16.3.2, pour chaque type de combustible.

QC.16.3.3. Calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides doivent être calculées conformément à QC.1.3.6.

QC.16.3.4. Calcul des émissions fugitives de CO₂ provenant des installations géothermiques

Les émissions fugitives annuelles de CO₂ provenant des installations géothermiques doivent être calculées selon l'équation 16-1 :

Équation 16-1

$$CO_2 = 7,14 \times Q_E \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions fugitives annuelles de CO₂ provenant des installations géothermiques, en tonnes métriques par année;

7,14 = Facteur d'émissions fugitives de CO₂ pour les installations géothermiques, en kilogrammes par gigajoule;

Q_E = Quantité d'énergie transférée de la vapeur ou du fluide géothermique, en gigajoules par année;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.16.4. Méthodes de calcul des émissions de CH₄ et N₂O

Les émissions annuelles de CH₄ et N₂O attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité doivent être calculées conformément à QC.1.4.

QC.16.5. Méthodes de calcul des émissions fugitives de HFC

Les émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.16.5.1 et QC.16.5.2.

QC.16.5.1. Calcul des émissions fugitives de HFC basé sur la variation d'inventaire

Les émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité peuvent être calculées sur la base de la variation d'inventaire selon l'équation 16-2 :

Équation 16-2

$$HFC = INV_{\text{début}} - INV_{\text{fin}} + ACHAT - VENTE + \Delta CAP$$

Où :

HFC = Émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement qui sont utilisés dans le cadre de la production d'électricité, en tonnes métriques;

INV_{début} = Quantité de HFC en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

INV_{fin} = Quantité de HFC en inventaire en fin d'année, en tonnes métriques;

ACHAT = Quantité de HFC acquis auprès d'autres installations ou établissements pendant l'année, en tonnes métriques;

VENTE = Quantité de HFC vendus ou autrement transférés hors de l'établissement pendant l'année, en tonnes métriques;

ΔCAP = Changement net dans la capacité nominale totale, en tonnes métriques, la capacité étant la charge complète et appropriée en HFC de l'équipement de refroidissement. Le changement net de capacité sera négatif si la capacité nominale totale à la fin de l'année est inférieure à la capacité nominale totale en début d'année.

QC.16.5.2. Calcul des émissions fugitives de HFC basé sur les registres d'entretien

Les émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité peuvent être calculées sur la base des inscriptions aux registres d'entretien des équipements selon l'équation 16-3 :

Équation 16-3

$$HFC = \left[\sum_{i=1}^n (INST_i - CAP_i) + \sum_{j=1}^m (REMP_j - REC_j) + \sum_{k=1}^p (CAP_k - RET_k) \right] \times 0,001$$

Où :

HFC = Émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité, en tonnes métriques;

n = Nombre de nouveaux équipements de refroidissement démarrés au cours de l'année;

i = Système démarré;

INST_i = Quantité de HFC utilisés pour remplir le système *i*, en kilogrammes;

- CAP_i = Capacité nominale du système i , en kilogrammes;
- m = Nombre d'entretiens, soit de remplissage ou de récupération, faits au cours de l'année;
- j = Système entretenu;
- $REMP_j$ = Quantité de HFC utilisés pour le remplissage lors de l'entretien du système j , en kilogrammes;
- REC_j = Quantité de HFC récupérés lors de l'entretien du système j , en kilogrammes;
- p = Nombre d'équipements de refroidissement mis hors fonction durant l'année;
- k = Système mis hors fonction;
- CAP_k = Capacité nominale du système k , en kilogrammes;
- RET_k = Quantité de HFC récupérés du système k , en kilogrammes;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.16.6. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.16.6.1. Combustibles solides, liquides ou gazeux

Pour tous les combustibles, à l'exception des gaz de raffinerie, du flexigaz et des gaz associés, l'échantillonnage, les mesures de consommation, les mesures de teneurs en carbone ainsi que les mesures nécessaires au calcul du pouvoir calorifique supérieur et des facteurs d'émission doivent être faits conformément à QC.1.5.

QC.16.6.2. Gaz de raffinerie, flexigaz et gaz associés

Pour tous les gaz de raffinerie, le flexigaz et les gaz associés, l'échantillonnage, les mesures de consommation, les mesures de teneurs en carbone ainsi que les mesures nécessaires au calcul du pouvoir calorifique supérieur et des facteurs d'émission doivent être faits conformément à QC.2.4.

QC.16.6.3. Épuration des gaz acides

L'émetteur doit mesurer annuellement la quantité d'absorbant utilisé.

QC.16.6.4. Installation géothermique

L'émetteur doit mesurer annuellement la quantité d'énergie transférée de la vapeur ou du fluide géothermique.

**QC.17. CONSOMMATION ET VENTE D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE
À L'EXTÉRIEUR DU QUÉBEC ET EXPORTATION
D'ÉLECTRICITÉ**

QC.17.1. Sources visées

Les sources visées sont les activités de toute personne ou municipalité exploitant une entreprise, une installation ou un établissement relatives à l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec, ainsi qu'à l'exportation d'électricité.

QC.17.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants:

1° dans le cas de l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec pour la propre consommation de l'entreprise, l'installation ou l'établissement ou pour fins de vente au Québec :

- a) la quantité totale d'électricité produite à l'extérieur du Québec qui a été acquise au cours de l'année pour être consommée ou vendue au Québec, en mégawattheures;
- b) les émissions annuelles totales de CO₂ attribuables à la production de l'électricité visée au sous-paragraphe a, calculées conformément à QC.17.3.1, en tonnes métriques;
- c) pour chaque installation identifiable faisant l'objet d'une déclaration d'émissions de CO₂ à Environnement Canada en vertu de l'article 71 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) (1999, ch.33), à la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) en vertu de la Partie 75 du Titre 40 du Code of Federal Regulations ou à l'organisme The Climate Registry :
 - i) le nom et l'adresse de l'installation, le numéro d'identification qui lui est attribué par l'Inventaire national des rejets polluants d'Environnement Canada, par la U.S. Environmental protection Agency (USEPA) ou par l'organisme The Climate Registry;
 - ii) la quantité totale d'électricité acquise, en mégawattheures;
 - iii) les pertes occasionnées lors du transport, en mégawattheures;
 - iv) la production annuelle nette d'électricité de l'installation, en mégawattheures;

- v) les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de l'électricité acquise de cette installation, en tonnes métriques;
 - vi) les émissions annuelles de CO₂ de l'installation, en tonnes métriques;
- d) pour chaque installation identifiable ne faisant pas l'objet d'une déclaration d'émissions de CO₂ à l'un des organismes visés au sous-paragraphe c :
- i) les renseignements prévus au sous-paragraphe c, i à v, le numéro d'identification n'étant requis que si attribué;
 - ii) chaque type de combustible utilisé pour la production d'électricité et leur pouvoir calorifique, soit :
 - en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
 - en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
 - en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;
- e) pour chaque installation identifiable pour laquelle les renseignements nécessaires au calcul des émissions de CO₂ selon les équations 17-1 ou 17-2 prévues à QC.17.3.1 ne sont pas disponibles, ainsi que pour chaque installation non identifiable :
- i) la province ou l'état d'où provient l'électricité acquise;
 - ii) la quantité totale d'électricité acquise, en mégawattheures, selon chaque province ou état;
 - iii) les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'électricité acquise, en tonnes métriques, selon chaque province ou état;
- 2° dans le cas de l'exportation d'électricité :
- a) la quantité totale d'électricité exportée annuellement par l'entreprise, l'installation ou l'établissement, en mégawattheures;
 - b) les émissions annuelles totales de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité, calculées conformément à QC.17.3.2, en tonnes métriques;
 - c) pour chaque installation identifiable faisant l'objet d'une déclaration d'émissions de CO₂ conformément au présent règlement, selon chaque province ou état de destination :

- i) les émissions annuelles de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation, en tonnes métriques;
 - ii) la quantité totale d'électricité produite par l'installation et exportée annuellement, en mégawattheures;
- d) pour chaque installation identifiable ne faisant pas l'objet d'une déclaration d'émissions de CO₂ conformément au présent règlement ainsi que pour chaque installation non identifiable, selon chaque province ou état de destination :
- i) les émissions annuelles de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation, en tonnes métriques;
 - ii) la quantité d'électricité produite par l'installation et exportée annuellement, en mégawattheures.

Lorsqu'à l'égard d'une installation identifiable les renseignements visés à QC.17.3.2, 1^o, c, iii à vi et QC.17.3.2, d, ii ne sont pas disponibles pour une année de déclaration, l'émetteur peut fournir et utiliser aux fins du calcul des émissions de cette installation, conformément à QC.17.3.1, les renseignements de l'année la plus récente ne précédant pas de plus de trois ans l'année de déclaration.

QC.17.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec par une entreprise, une installation ou un établissement pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.17.3.1. Les émissions annuelles de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.17.3.2.

QC.17.3.1. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et vendue ou consommée au Québec

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et vendue ou consommée au Québec doivent être calculées en additionnant les émissions de CO₂ attribuables à la production de cette électricité par les installations identifiables et par les installations non identifiables, lesquelles émissions sont calculées conformément aux méthodes suivantes :

1^o dans le cas où l'installation identifiable fait l'objet d'une déclaration d'émissions de CO₂ à Environnement Canada en vertu de l'article 71 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) (1999, ch. 33), à la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) en vertu de la Partie 75 du Titre 40 du Code of Federal Regulations ou à l'organisme The Climate Registry, selon l'équation 17-1 :

Équation 17-1

$$CO_2 = CO_{2,i} \times \frac{MWh_{imp}}{MWh_n}$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et produite par l'installation identifiable, en tonnes métriques;

$CO_{2,i}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'installation identifiable, en tonnes métriques;

MWh_{imp} = Quantité totale d'électricité acquise de l'installation identifiable et consommée ou vendue au Québec annuellement, incluant une estimation, à partir de la barre omnibus de l'installation, des pertes occasionnées lors du transport, en mégawattheures;

MWh_n = Production annuelle nette d'électricité de l'installation identifiable, en mégawattheures;

2° dans le cas où l'installation est identifiable mais ne fait pas l'objet d'une déclaration d'émissions de CO_2 à l'un des organismes visés au paragraphe 1°, selon l'équation 17-2 :

Équation 17-2

$$CO_2 = \sum_{j=1}^n (Q_j \times PCS_j \times FE_j) \times \frac{MWh_{imp}}{MWh_n} \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et produite par l'installation identifiable, en tonnes métriques;

n = Nombre de combustibles utilisés annuellement par l'installation;

j = Chaque type de combustible;

Q_j = Quantité de combustible j , soit :

- en tonnes métriques dans le cas des combustibles solides;
- en kilolitres dans le cas des combustibles liquides;
- en mètres cubes dans le cas des combustibles gazeux;

PCS_j = Pouvoir calorifique supérieur du combustible j pour la production d'électricité, indiqué aux tableaux 1-1 ou 1-2 prévus à QC.1.7, soit :

- en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles solides;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles liquides;
- en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles gazeux;

FE_j = Facteur d'émission de CO_2 du combustible j indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7, en kilogrammes de CO_2 par gigajoule;

MWh_{imp} = Quantité d'électricité acquise de l'installation identifiable et consommée ou vendue au Québec annuellement, incluant une estimation, à partir de la barre omnibus de l'installation, des pertes occasionnées par le transport, en mégawattheures;

MWh_n = Production annuelle nette d'électricité de l'installation identifiable, en mégawattheures;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° dans le cas où l'installation est identifiable mais que les renseignements nécessaires au calcul des émissions de CO_2 selon les équations 17-1 ou 17-2 ne sont pas disponibles, ainsi que dans le cas où l'installation est non identifiable, selon l'équation 17-3 :

Équation 17-3

$$CO_2 = MWh_{imp} \times FE_D$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et produite par l'installation identifiable ou non identifiable, en tonnes métriques;

MWh_{imp} = Quantité d'électricité acquise de l'installation identifiable ou non identifiable et consommée ou vendue au Québec annuellement, en mégawattheures;

FE_D = Facteur d'émission de CO_2 pour la province ou le marché nord-américain d'où provient l'électricité, indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4, en tonnes métriques de CO_2 par mégawattheure, ou, lorsque l'électricité provient d'une installation identifiable nucléaire, hydroélectrique, hydrolienne, éolienne, solaire ou marée motrice, un facteur de 0.

QC.17.3.2. Calcul des émissions de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité

Les émissions annuelles de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité doivent être calculées en additionnant les émissions de CO₂ attribuables à l'exportation d'électricité produite par les installations identifiables et par les installations non identifiables, lesquelles émissions sont calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° dans le cas où l'installation est identifiable et fait l'objet d'une déclaration d'émissions de CO₂ conformément à QC.16, selon l'équation 17-4 :

Équation 17-4

$$CO_2 = \left(CO_{2,t} \times \frac{MWh_{\text{exp}}}{MWh_n} \right) - (MWh_{\text{exp}} \times FE_D)$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation identifiable, en tonnes métriques;

CO_{2,t} = Émissions annuelles totales de CO₂ attribuables à l'installation identifiable, en tonnes métriques;

MWh_{exp} = Quantité totale d'électricité produite par l'installation identifiable et exportée annuellement, incluant une estimation, à partir de la barre omnibus de l'installation, des pertes occasionnées lors du transport, en mégawattheures;

MWh_n = Production annuelle nette d'électricité de l'installation identifiable, en mégawattheures;

FE_D = Facteur d'émission de CO₂ pour la province ou le marché nord-américain où est livrée l'électricité, indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4, en tonnes métriques de CO₂ par mégawattheure;

2° dans le cas où l'installation est identifiable mais ne fait pas l'objet d'une déclaration d'émissions de CO₂ conformément à QC.16 ainsi que dans le cas où l'installation est non identifiable, selon l'équation 17-5 :

Équation 17-5

$$CO_2 = MWh_{\text{exp}} \times (FE_{QC} - FE_D)$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation identifiable ou non identifiable, en tonnes métriques;

MWh_{exp} = Quantité d'électricité produite par l'installation identifiable ou non identifiable et exportée annuellement, en mégawattheures;

FE_{QC} = Facteur d'émission de CO₂ pour le Québec, indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4, en tonnes métriques de CO₂ par mégawattheure;

FE_D = Facteur d'émission de CO₂ pour la province ou le marché nord-américain où est livrée l'électricité, indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4, en tonnes métriques de CO₂ par mégawattheure, ou, lorsque l'électricité provient d'une installation identifiable nucléaire, hydroélectrique, hydrolienne, éolienne, solaire ou marée motrice, un facteur de 0.

QC.17.4. Tableau

Tableau 17-1. Facteurs d'émission de CO₂ par défaut pour les provinces canadiennes ainsi que pour certains marchés nord-américains, en tonnes métriques de CO₂ par mégawattheure

(QC.17.3.1, 3°, QC.17.3.2, 1° et 2°)

Provinces canadiennes et marchés nord-américains	Facteur d'émission par défaut (t/MWh)
Terre-Neuve-et-Labrador	0,025
Nouvelle-Écosse	0,803
Nouveau-Brunswick	0,424
Québec	0,011
Ontario	0,220
New England Independent System Operator (NE-ISO), comprenant en tout ou en partie les états suivants : - Connecticut - Massachusetts - Maine - Rhode Island - Vermont - New Hampshire	0,462
New York Independant System Operator (NY-ISO)	0,650
Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection Regional Transmission Organization (PJM-RTO), comprenant en tout ou en partie les états suivants : - Delaware - Illinois - Kentucky - Maryland - Michigan - North Carolina - New Jersey - Ohio - Pennsylvania - Tennessee - Virginia - West Virginia - District of Columbia	0,924

Midwest Independent Transmission System Operator (MISO-RTO), comprenant en tout ou en partie la province et les états suivants: - Manitoba - Wyoming - North Dakota - South Dakota - Minnesota - Iowa - Missouri - Wisconsin - Illinois - Michigan - Indiana - Ohio - Pennsylvania	0,946
---	-------

. ».

13. L'annexe B de ce règlement est modifiée par le remplacement des tableaux B et C de la Partie III par les suivants :

« **Tableau B**

Identification du produit	du	% Soufre	Volume de production	Unité de mesure
---------------------------	----	----------	----------------------	-----------------

Tableau C

Identification de la matière première	de la	% Soufre	Quantité	Unité de mesure
---------------------------------------	-------	----------	----------	-----------------

».

14. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2010, l'émetteur doit déclarer ses émissions de gaz à effet de serre conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère tel qu'il se lisait le 29 décembre 2010.
15. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2011 :
- 1° malgré le premier alinéa de l'article 6.3 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, introduit par l'article 8 du présent règlement, l'émetteur n'est pas tenu d'utiliser les méthodes de calcul prescrites à QC.2 à QC.17 de l'annexe A.2;
- 2° les articles 6.6 à 6.9 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, introduits par l'article 8 du présent règlement, ne s'appliquent pas.
16. Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour qui suit la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

Projets de règlement

Projet de règlement

Loi sur le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation
(L.R.Q., c. M-14)

Enregistrement des exploitations agricoles et paiement des taxes foncières et des compensations — Modifications

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 à 13 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), que le « Règlement modifiant le Règlement sur l'enregistrement des exploitations agricoles et sur le paiement des taxes foncières et des compensations », dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être édicté par le gouvernement du Québec à l'expiration d'un délai de 30 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement introduit une nouvelle condition pour le paiement des taxes foncières et des compensations des exploitations agricoles reliée au respect de dispositions des articles 20, 20.1 et 35 du Règlement sur les exploitations agricoles (D. 695-2002 du 12 juin 2002) édicté en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2).

L'urgence de la situation impose un délai plus court que celui de l'article 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), tel que le permet l'article 12 de cette loi. La nouvelle condition au paiement des taxes foncières et des compensations résulte de modifications au Règlement sur les exploitations agricoles lesquelles sont entrées en vigueur le 5 août 2010 et seront applicables dès le début de la campagne annuelle de culture de l'année 2011. Dans un souci de cohérence gouvernementale en matière de développement durable, le présent projet de règlement doit être rendu applicable pour les exercices financiers municipal et scolaire débutant le 1^{er} janvier 2011.

À ce jour, l'étude de ce dossier ne révèle pas d'incidences financières particulièrement négatives sur les petites et moyennes entreprises en ce que les dispositions du Règlement sur les exploitations agricoles reliées à la nouvelle condition imposée pour le paiement des taxes foncières et des compensations prévue par le présent projet de règlement visent principalement les exploitations agricoles disposant de grandes superficies ou d'imposants cheptels. De plus, le refus par le ministre de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation de

payer des taxes et des compensations par suite du non-respect de cette nouvelle condition n'est pas récurrent. En effet, l'exploitant peut pour des exercices financiers municipaux et scolaires subséquents recevoir un paiement pour des taxes foncières et des compensations en prenant les mesures appropriées pour disposer des superficies requises prévues par les dispositions du Règlement sur les exploitations agricoles reliées.

Des renseignements additionnels peuvent être obtenus en s'adressant à monsieur Jean-François Leclerc, au ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, 200, chemin Sainte-Foy, 1^{er} étage, Québec (Québec) G1R 4X6, téléphone: 418 380-2100, poste 3901, télécopieur: 418 380-2172.

Toute personne intéressée ayant des commentaires à formuler à ce sujet est priée de les faire parvenir par écrit, avant l'expiration du délai de 30 jours, à monsieur Jean-François Leclerc, aux coordonnées indiquées précédemment.

*Le ministre de l'Agriculture,
des Pêcheries et de l'Alimentation,*
LAURENT LESSARD

Règlement modifiant le Règlement sur l'enregistrement des exploitations agricoles et sur le paiement des taxes foncières et des compensations

Loi sur le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation
(L.R.Q., c. M-14, a. 36.12)

■. Le Règlement sur l'enregistrement des exploitations agricoles et sur le paiement des taxes foncières et des compensations (c. M-14, r. 1) est modifié par le remplacement du deuxième alinéa de l'article 12 par ce qui suit :

« Pour l'application du paragraphe 5^o du premier alinéa de l'article 36.2 de la Loi, l'exploitant qui n'exploite ni lieu d'élevage ni lieu d'épandage au sens du Règlement sur les exploitations agricoles (D. 695-2002 du 12 juin 2002) le déclare dans la demande. Par ailleurs, celui qui exploite un tel lieu mais qui n'est pas assujéti à l'obligation faite à l'article 35 de ce règlement d'établir pour ce lieu un bilan de phosphore annuel pour

l'année de l'exercice financier pour lequel la demande est faite le déclare dans la demande. Enfin, celui qui est assujéti à cette obligation pour l'année de l'exercice financier pour lequel la demande est faite déclare, le cas échéant :

1^o qu'il a transmis, dans le délai prévu au huitième alinéa de l'article 35 du Règlement sur les exploitations agricoles, le bilan de phosphore annuel exigé pour tout lieu d'élevage ou d'épandage visé par ce règlement et faisant partie de son exploitation agricole;

2^o que tout bilan de phosphore annuel ou toute mise à jour de ce bilan démontre qu'en date du 15 mai il dispose pour ces lieux de parcelles en culture qui correspondent à la superficie totale requise aux fins d'épandage conformément, selon le cas, aux articles 20 ou 20.1 du Règlement sur les exploitations agricoles.»

2. Le troisième alinéa de l'article 13 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« La déclaration de l'exploitant exigée au deuxième alinéa de l'article 12 doit être corroborée par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. ».

3. Le présent règlement entrera en vigueur le quinzième jour suivant la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

54755

Index

Abréviations : **A** : Abrogé, **N** : Nouveau, **M** : Modifié

	Page	Commentaires
Code de procédure civile — Fixation des pensions alimentaires pour enfants . . . (L.R.Q., c. C-25)	5488A	M
Commission de la construction du Québec — Prélèvement (Loi sur les relations du travail, la formation professionnelle et la gestion de la main-d'œuvre dans l'industrie de la construction, L.R.Q., c. R-20)	5492A	N
Conservation du patrimoine naturel, Loi sur la... — Réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain — Modification du plan et approbation de son plan de conservation (L.R.Q., c. C-61.01)	5477A	N
Courtage en services de camionnage en vrac (Loi sur les transports, L.R.Q., c. T-12)	5491A	M
Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (Loi sur la qualité de l'environnement, L.R.Q., c. Q-2)	5493A	M
Enregistrement des exploitations agricoles et paiement des taxes foncières et des compensations (Loi sur ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, L.R.Q., c. M-14)	5629A	Projet
Fixation des pensions alimentaires pour enfants (Code de procédure civile, L.R.Q., c. C-25)	5488A	M
Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, Loi sur... — Enregistrement des exploitations agricoles et paiement des taxes foncières et des compensations (L.R.Q., c. M-14)	5629A	Projet
Qualité de l'environnement, Loi sur la... — Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (L.R.Q., c. Q-2)	5493A	M
Régime de retraite des élus municipaux, Loi sur le... — Régime de retraite des élus municipaux — Partage et cession des droits accumulés (L.R.Q., c. R-9.3)	5474A	M
Régime de retraite des élus municipaux — Partage et cession des droits accumulés (Loi sur le régime de retraite des élus municipaux, L.R.Q., c. R-9.3)	5474A	M
Régime de retraite des employés du gouvernement et des organismes publics, Loi sur le... — Règlement d'application (L.R.Q., c. R-10)	5476A	M
Régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités — Partage et cession des droits accumulés (Loi sur les régimes de retraite des maires et des conseillers des municipalités, L.R.Q., c. R-16)	5473A	M

Régimes de retraite des maires et des conseillers des municipalités, Loi sur les... — Régime général de retraite des maires et des conseillers des municipalités — Partage et cession des droits accumulés	5473A	M
(L.R.Q., c. R-16)		
Relations du travail, la formation professionnelle et la gestion de la main-d'œuvre dans l'industrie de la construction, Loi sur les... — Commission de la construction du Québec — Prélèvement	5492A	N
(L.R.Q., c. R-20)		
Réserve de biodiversité projetée Samuel-De Champlain — Modification du plan et approbation de son plan de conservation	5477A	N
(Loi sur la conservation du patrimoine naturel, L.R.Q., c. C-61.01)		
Transports, Loi sur les... — Courtage en services de camionnage en vrac	5491A	M
(L.R.Q., c. T-12)		