

## Projet de règlement

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

### Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère

#### — Modifications

Avis est donné, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1) et aux articles 2.2 et 46.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), que le projet de « Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère », dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être édicté par la ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs à l'expiration d'un délai de 60 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement a pour objet la déclaration obligatoire des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le projet de règlement détermine les seuils à partir desquels les émetteurs doivent produire au ministre une déclaration d'émissions et accompagner cette déclaration d'un rapport de vérification effectué par un organisme accrédité. Il indique également les renseignements à déclarer ainsi que les méthodes de calcul à utiliser pour la quantification des gaz à effet de serre. En outre, le projet de règlement prévoit que l'obligation d'utiliser les méthodes de calcul prescrites ainsi que de faire vérifier la déclaration d'émissions ne s'applique qu'à compter de l'année de déclaration 2011.

Des renseignements additionnels concernant ce projet de règlement peuvent être obtenus en s'adressant à madame Vicky Leblond, Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère, ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, téléphone : 418 521-3813 poste 4386, courrier électronique : vicky.leblond@mddep.gouv.qc.ca, télécopieur : 418 646-0001.

Toute personne intéressée peut soumettre par écrit, avant l'expiration du délai de 60 jours, ses commentaires à monsieur Michel Goulet, directeur de la Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère, ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, édifice Marie-Guyart, 675, boulevard René-Lévesque Est, 5<sup>e</sup> étage, boîte 30, Québec (Québec) G1R 5V7.

*La ministre du Développement durable,  
de l'Environnement et des Parcs,*  
LINE BEAUCHAMP

## 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<sup>o</sup> par l'insertion, avant le paragraphe 1<sup>o</sup>, des suivants :

« 0.1<sup>o</sup> « biocombustible » : tout combustible dont la capacité de génération d'énergie est dérivée entièrement de la biomasse;

0.2<sup>o</sup> « biomasse » : plante ou partie de plante non-fossilisée, cadavre ou partie d'animaux, fumier, micro-organisme ou tout autre produit provenant de l'une de ces matières;

0.3<sup>o</sup> « conditions de référence » : une température de 20 °C et une pression de 101,325 kPa;

0.4<sup>o</sup> « flexigaz » : gaz à faible pouvoir calorifique produit lors de la gazéification du coke; »;

2<sup>o</sup> par l'insertion, après le paragraphe 1<sup>o</sup>, du suivant :

« 1.1<sup>o</sup> « gaz associés » : gaz naturel associé au pétrole brut se retrouvant à la surface de celui-ci ou sous forme dissoute; »;

3<sup>o</sup> par la suppression, dans le paragraphe 4<sup>o</sup>, 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) ».

\* 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.

**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 ».

**5.** L'article 4 de ce règlement est modifié :

1<sup>o</sup> par l'insertion, dans le premier alinéa et après « communiquer au ministre », de « sur support électronique »;

2<sup>o</sup> par le remplacement, dans le dernier alinéa, de « chacun d'eux doit » par « chaque établissement qui excède le seuil de déclaration doit »;

3<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> à 6<sup>o</sup> du deuxième alinéa par les suivants :

« 1<sup>o</sup> un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions;

2<sup>o</sup> un bilan massique des émissions;

3<sup>o</sup> un calcul technique utilisant un facteur d'émission publié dans la documentation scientifique;

4<sup>o</sup> 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'ATMOSPHÈRE 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 CO<sub>2</sub>, 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<sup>er</sup> 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<sup>o</sup> la quantité totale de ses émissions de gaz à effet de serre en équivalent CO<sub>2</sub> calculée selon l'équation suivante :

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

Où :

CO<sub>2</sub> éq. = Émissions annuelles de gaz à effet de serre, en tonnes métriques équivalentes de CO<sub>2</sub>;

GES<sub>i</sub> = Émissions annuelles de chacun des gaz à effet de serre émis, en tonnes métriques;

PRP<sub>i</sub> = 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 CO<sub>2</sub> calculée en application du présent paragraphe est arrondie au nombre entier supérieur;

2<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles ainsi que celles ayant été captées, stockées ou éliminées;

3<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> la quantité totale d'émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles;

5<sup>o</sup> la quantité totale d'émissions de CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub> et les sources d'émission pour lesquelles une méthode de calcul a été utilisée conformément au deuxième alinéa de cet article;

7<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub>, jusqu'à concurrence d'un total de 20 000 tonnes métriques en équivalent CO<sub>2</sub>;

2<sup>o</sup> 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 utilisés 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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.** La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre de tout émetteur qui, conformément à l'article 6.2, déclare des émissions annuelles égales ou supérieures à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO<sub>2</sub> en excluant les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles doit être accompagnée d'un rapport de vérification 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, 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 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> calculées erronément ou omises, en tonnes métriques;

ETD = Émissions totales en équivalent CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>.

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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> une description de toute erreur ou omission constatée dans la déclaration d'émissions ou relative aux données, renseignements ou méthodes utilisés;

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

6<sup>o</sup> le cas échéant, les corrections apportées à la déclaration d'émissions suite à la vérification;

7<sup>o</sup> la quantité totale des émissions en équivalent CO<sub>2</sub> de l'émetteur pour l'année de déclaration ainsi que la quantité totale d'émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles;

8<sup>o</sup> 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 <sup>(1)</sup>	Potentiel de réchauffement planétaire (PRP)
— le dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	124-38-9	1
— le méthane (CH <sub>4</sub> )	74-82-8	21
— l'oxyde nitreux (N <sub>2</sub> O)	10024-97-2	310
— l'hexafluorure de soufre (SF <sub>6</sub> )	2551-62-4	23 900
— les hydrofluorocarbures (HFC) :		
– HFC-23 (CHF <sub>3</sub> )	75-46-7	11 700
– HFC-32 (CH <sub>2</sub> F <sub>2</sub> )	75-10-5	650
– HFC-41 (CH <sub>3</sub> F)	593-53-3	150
– HFC-43-10mcc (C <sub>3</sub> H <sub>2</sub> F <sub>10</sub> )	138495-42-8	1 300
– HFC-125 (C <sub>2</sub> HF <sub>5</sub> )	354-33-6	2 800
– HFC-134 (CHF <sub>2</sub> CHF <sub>2</sub> )	359-35-3	1 000
– HFC-134a (CH <sub>2</sub> FCF <sub>3</sub> )	811-97-2	1 300
– HFC-143 (CHF <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> F)	430-66-0	300
– HFC-143a (CF <sub>3</sub> CH <sub>3</sub> )	420-46-2	3800
– HFC-152a (CH <sub>3</sub> CHF <sub>2</sub> )	75-37-6	43
– HFC-161 (C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> F)	353-36-6	12
– HFC-227ea (C <sub>3</sub> HF <sub>7</sub> )	431-89-0	2 900
– HFC-236cb (C <sub>3</sub> H <sub>2</sub> F <sub>6</sub> )	677-565	1 300

Gaz à effet de serre - Identification	CAS <sup>(1)</sup>	Potentiel de réchauffement planétaire (PRP)
- HFC-236ea (C <sub>3</sub> H <sub>2</sub> F <sub>6</sub> )	431-63-0	1 200
- HFC-236fa (C <sub>3</sub> H <sub>2</sub> F <sub>6</sub> )	690-39-1	6 300
- HFC-245ca (C <sub>3</sub> H <sub>3</sub> F <sub>3</sub> )	679-86-7	560
- HFC-245fa (C <sub>3</sub> H <sub>3</sub> F <sub>3</sub> )	460-73-1	950
- HFC-365mfc (C <sub>4</sub> H <sub>3</sub> F <sub>3</sub> )	406-58-6	890
— les perfluorocarbures (PFC) :		
- perfluorométhane (CF <sub>4</sub> )	75-73-0	6 500
- perfluoroéthane (C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> )	76-16-4	9 200
- perfluoropropane (C <sub>3</sub> F <sub>8</sub> )	76-19-7	7 000
- perfluorobutane (C <sub>4</sub> F <sub>10</sub> )	355-25-9	7 000
- perfluorocyclobutane (c-C <sub>4</sub> F <sub>8</sub> )	115-25-3	8 700
- perfluoropentane (C <sub>5</sub> F <sub>12</sub> )	678-26-2	7 500
- perfluorohexane (C <sub>6</sub> F <sub>14</sub> )	355-42-0	7 400
— le trifluorure d'azote (NF <sub>3</sub> )	7783-54-2	8 000

(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 et les appareils de production de chaleur industrielle de même que tout autre équipement fixe de combustion pour lequel la présente annexe ne prévoit pas d'exigences particulières.

#### 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 par type de combustible :

- a) les émissions de CO<sub>2</sub>;
- b) les émissions de CH<sub>4</sub>;
- c) les émissions de N<sub>2</sub>O;

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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, 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 de la biomasse, 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.

#### QC.1.3. Méthodes de calcul des émissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes doivent être calculées, pour chaque type de combustible, selon l'une des quatre méthodes de calcul prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.4.

### QC.1.3.1. Méthode de calcul utilisant le facteur d'émission de CO<sub>2</sub> par défaut du combustible, le pouvoir calorifique supérieur par défaut et la consommation annuelle

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes peuvent être calculées selon l'équation 1-1 pour tout type de combustible pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4 ou 1-5 prévus à QC.1.6 et un pouvoir calorifique supérieur est indiqué au tableau 1-1. Cependant, lorsqu'un émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement utilise des équipements fixes de combustion qui brûlent du gaz naturel au pouvoir calorifique supérieur inférieur à 36,3 MJ/m<sup>3</sup> ou supérieur à 40,98 MJ/m<sup>3</sup>, ses émissions de CO<sub>2</sub> doivent être calculées selon l'équation 1-7.

#### Équation 1-1

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

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 au tableau 1-1, 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<sub>2</sub> du combustible indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-5 ou 1-7, en kilogrammes de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> par défaut du combustible et le pouvoir calorifique supérieur indiqué par le fournisseur du combustible ou celui déterminé par l'émetteur

À l'exception de l'émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement qui utilise des équipements fixes de combustion brûlant du gaz naturel au pouvoir calorifique supérieur inférieur à 36,3 MJ/m<sup>3</sup> ou supérieur à 40,98 MJ/m<sup>3</sup> et qui doit calculer ses émissions de CO<sub>2</sub> selon l'équation 1-7, les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> peuvent être calculées selon les équations 1-2 et 1-3 :

1° dans le cas de tout type de combustible pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-5 ou 1-7 prévus à QC.1.6, l'émetteur peut utiliser l'équation 1-2 :

#### Équation 1-2

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n Combustible_i \times PCS_i \times FE \times 0,001$$

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>i</sub> = 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<sub>i</sub>= 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 CO<sub>2</sub> du combustible indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-5 ou 1-7, en kilogrammes de CO<sub>2</sub> par gigajoule;

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

2<sup>o</sup> dans le cas de biocombustibles solides et de matières résiduelles collectées par une municipalité, l'émetteur peut utiliser l'équation 1-2 ou, lorsqu'il y a production de vapeur, l'équation 1-3 :

#### Équation 1-3

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

Où :

CO<sub>2</sub>= Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> des biocombustibles solides ou des matières résiduelles collectées par une municipalité indiqué aux tableaux 1-2 ou 1-7 prévus à QC.1.6, en kilogrammes de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> peuvent être calculées selon les équations 1-4 à 1-7 selon le type de combustible :

1<sup>o</sup> dans le cas de combustibles solides, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-4 :

#### Équation 1-4

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

Où :

CO<sub>2</sub>= Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>i</sub>= Masse du combustible solide brûlé dans la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

TC<sub>i</sub>= 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<sub>2</sub> par rapport au carbone;

2<sup>o</sup> dans le cas de biocombustibles solides ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-4 ou, lorsqu'il y a production de vapeur, l'équation 1-5 :



**Équation 1-5**

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

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 1-2 ou 1-7 prévus à QC.1.6, en kilogrammes de CO<sub>2</sub> par gigajoule;

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

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

**Équation 1-6**

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

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>i</sub> = Volume du combustible liquide brûlé pendant la période de mesure *i*, en kilolitres;

TC<sub>i</sub> = 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 CO<sub>2</sub> par rapport au carbone;

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

**Équation 1-7**

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

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>i</sub> = Volume du combustible gazeux brûlé pendant la période de mesure *i*, en mètres cubes aux conditions de référence;

TC<sub>i</sub> = 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 m<sup>3</sup> par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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.

Lorsqu'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions est utilisé, l'émetteur 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° dans le cas d'équipements qui brûlent des combustibles fossiles ou des biocombustibles, l'émetteur doit :

*a)* utiliser les concentrations de CO<sub>2</sub> ou d'oxygène et les mesures du débit des gaz de combustion pour déterminer les émissions horaires de CO<sub>2</sub>;

*b)* déclarer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, en tonnes métriques, en faisant la somme des mesures horaires d'émissions de CO<sub>2</sub> sur une année;

*c)* dans le cas où il brûle dans ses équipements des biocombustibles et qu'il utilise les concentrations d'oxygène dans le calcul des concentrations de CO<sub>2</sub>, démontrer que les concentrations de CO<sub>2</sub> calculées correspondent aux concentrations de CO<sub>2</sub> mesurées;

2° dans le cas d'équipements qui brûlent des combustibles dérivés de matières résiduelles, l'émetteur doit :

*a)* utiliser les concentrations de CO<sub>2</sub> et les mesures du débit des gaz de combustion pour déterminer les émissions horaires de CO<sub>2</sub>;

*b)* déclarer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, en tonnes métriques, en faisant la somme des mesures horaires d'émissions de CO<sub>2</sub> sur une année;

*c)* déterminer séparément la portion des émissions totales de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse lorsque les combustibles contiennent plus de 5 % de biomasse par poids ou lorsque les combustibles dérivés des matières résiduelles constituent plus de 30 % par poids des combustibles brûlés au cours de l'année; à cette fin l'émetteur doit :

i. lorsque la proportion de biomasse est connue, utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3 pour déterminer la proportion des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de combustibles fossiles et la proportion des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse en soustrayant des émissions totales la portion des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de combustibles fossiles;

ii. lorsque la proportion de biomasse n'est pas connue, mesurer cette proportion selon la méthode prévue à QC.1.5.6;

3° dans le cas d'équipements qui brûlent à la fois des combustibles fossiles et des biocombustibles ou des combustibles dérivés de matières résiduelles partiellement composés de biomasse, l'émetteur :

*a)* doit utiliser les concentrations de CO<sub>2</sub> et les mesures du débit des gaz de combustion pour déterminer les émissions horaires de CO<sub>2</sub>;

*b)* doit déclarer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> en tonnes métriques en faisant la somme des mesures horaires d'émissions de CO<sub>2</sub> sur une année;

*c)* doit déterminer séparément la proportion des émissions totales de CO<sub>2</sub> attribuables aux combustibles fossiles et les émissions attribuables à la biomasse lorsque les combustibles contiennent plus de 5 % de biomasse par poids ou lorsque les combustibles dérivés des matières résiduelles constituent plus de 30 % par poids des combustibles totaux brûlés au cours de l'année; à cette fin l'émetteur doit :

i. lorsque la proportion de biomasse est connue, utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3 pour déterminer la proportion des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de combustibles fossiles et la proportion des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse en soustrayant des émissions totales la portion des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de combustibles fossiles;

ii. lorsque la proportion de biomasse n'est pas connue, mesurer cette proportion selon la méthode prévue à QC.1.5.6;

d) peut, lorsque les équipements brûlent à la fois des biocombustibles purs, c'est-à-dire constitués d'une même substance pour au moins 97 % de leur poids, et des combustibles fossiles, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables aux combustibles fossiles selon les méthodes de calcul prévues à QC.1.3.1 ou QC.1.3.2, 1<sup>o</sup> en tenant compte du type de combustible, et ensuite calculer les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables aux biocombustibles en soustrayant les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables aux combustibles fossiles des émissions totales de CO<sub>2</sub> déterminées au moyen du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

#### QC.1.4. Méthodes de calcul des émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O

Les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes doivent être calculées, pour chaque type de combustible, selon les méthodes prévues à QC.1.4.1 à QC.1.4.3.

##### QC.1.4.1. Méthode de calcul utilisant un facteur d'émission de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O par défaut et le pouvoir calorifique supérieur par défaut du combustible

À l'exception de l'émetteur qui utilise des équipements fixes de combustion brûlant du gaz naturel au pouvoir calorifique supérieur inférieur à 36,3 MJ/m<sup>3</sup> ou supérieur à 40,98 MJ/m<sup>3</sup> et qui doit calculer ses émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O selon l'équation 1-10, lorsque le pouvoir calorifique du combustible n'est pas déterminé à partir de mesures aux fins du calcul des émissions de CO<sub>2</sub>, les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O des combustibles pour lesquels un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-6 ou 1-7 prévus à QC.1.6 et un pouvoir calorifique supérieur est indiqué au tableau 1-3 doivent être calculées selon l'équation 1-8, sous réserve des émissions attribuables à la combustion du charbon qui doivent être calculées selon l'équation 1-9 :

#### Équation 1-8

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

Où :

CH<sub>4</sub> ou N<sub>2</sub>O = Émissions annuelles de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O 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 au tableau 1-1, 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<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O du combustible établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-2 ou 1-6, en grammes de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O par gigajoule;

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

**Équation 1-9**

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

Où :

$CH_4$  ou  $N_2O$  = Émissions annuelles de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  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  $CH_4$  ou de  $N_2O$  du charbon établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du charbon indiqué au tableau 1-7, en grammes de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  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  $CO_2$ , les émissions annuelles de  $CH_4$  et de  $N_2O$  des combustibles doivent être calculées selon l'équation 1-10, sous réserve des émissions attribuables à la combustion du charbon qui doivent être calculées selon l'équation 1-11 :

**Équation 1-10**

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

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<sub>*i*</sub> = 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 1-2 ou 1-4 prévus à QC.1.6, en grammes de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  par gigajoule;

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

**Équation 1-11**

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

Où :

$CH_4$  ou  $N_2O$  = Émissions annuelles de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  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;

$\text{Combustible}_i$  = Masse du charbon brûlé pendant la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

$FE_c$  = Facteur d'émission de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  du charbon, indiqué par le fournisseur du combustible ou établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3, en grammes de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  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  $CH_4$  et de  $N_2O$  attribuables à la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité doivent être calculées selon l'équation 1-12 :

**Équation 1-12**

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

Où :

$CH_4$  ou  $N_2O$  = Émissions annuelles de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  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  $CH_4$  ou de  $N_2O$  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 1-2, 1-4 ou 1-6 prévus à QC.1.6, en grammes de  $CH_4$  ou de  $N_2O$  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**

Afin de déterminer la teneur en carbone, le pouvoir calorifique supérieur et les facteurs d'émission d'un combustible, l'émetteur qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement où est utilisé un équipement fixe de combustion doit effectuer l'échantillonnage du combustible ou obtenir du fournisseur les résultats d'échantillonnage du combustible :

1° à chaque livraison de combustible, ou mensuellement dans le cas des distillats moyens, tels que le diesel, l'essence, le mazout et le kérosène, du mazout lourd, des combustibles liquides dérivés des matières résiduelles et des gaz de pétrole liquéfiés, tels que l'éthane, le propane, l'iso-butylène, le n-butane et les autres gaz de pétrole liquéfiés non spécifiés;

2° mensuellement dans le cas du gaz naturel;

3° mensuellement dans le cas 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, 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.

#### 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 indiqué par fournisseur ou celui indiqué au tableau 1-1 prévu à QC.1.6;

3° étalonner 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 prévues au tableau 1-8 ou la méthode d'étalonnage prescrite par le fabricant du débitmètre à chaque année ou à la fréquence minimale prescrite par le fabricant pour les années suivantes.

#### 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> par mégajoule et doit être ajusté au moins tous les trois ans en effectuant une mesure du CO<sub>2</sub> 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 CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O 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 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 »<sup>1</sup>, 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 1-13 :

#### Équation 1-13

$$PCS = PCI \times FC$$

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 CO<sub>2</sub> dégagée par le biocombustible conformément au paragraphe 3° 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 de même que la masse moléculaire ou la fraction moléculaire des combustibles gazeux 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 5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal », la teneur en carbone devant être mesurée à chaque année;

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

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 au à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

#### **QC.1.5.6. Mesure de 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 doit, lorsque la portion de biomasse n'est pas connue, déterminer la portion de biomasse des émissions de CO<sub>2</sub> conformément à la norme ASTM D6866-08, intitulée « Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis », conformément aux exigences suivantes :

1° effectuer au moins tous les trois mois une analyse d'échantillon représentatif du combustible ou des gaz de combustion conformément à la norme ASTM D6866-08 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 »;

2° répartir les émissions totales de CO<sub>2</sub> en émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biocombustibles et en émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de combustibles autres que la biomasse suivant les proportions moyennes des échantillons analysés au cours de l'année;

3° effectuer ses mesures conformément à la norme ASTM D6866-08 à l'équipement fixe de combustion de son choix si les différents équipements ont la même source de combustible.

#### **QC.1.5.7. Données manquantes**

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 la médiane des résultats comme valeurs de remplacement pour combler les données manquantes d'une période donnée.

#### **QC.1.5.8. Méthode provisoire d'échantillonnage des combustibles**

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

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.



## QC.1.6. Tableaux

Tableau 1-1. Teneur en carbone et pouvoir calorifique supérieur selon le type de combustible

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

<b>Combustibles liquides</b>	<b>Teneur en carbone (kg C/GJ)</b>	<b>Pouvoir calorifique supérieur (GJ/kL)</b>
Asphalte et bitume routier	19,80	44,46
Essence aviation	19,25	33,52
Diesel	19,06	38,30
Carburéacteur	18,67	37,40
Kérosène	18,53	37,68
Propane	16,35	25,31
Éthane	15,61	17,22
Butane	16,67	28,44
Lubrifiants	19,66	39,16
Essence (véhicules hors route)	18,02	35,00
Mazout léger	19,35	38,80
Mazout lourd (n <sup>os</sup> 5 et 6)	20,07	42,50
Pétrole brut	19,80	38,32
Naphta	19,33	35,17
Matières premières pétrochimiques	19,33	35,17
Coke de pétrole (pour raffinage)	22,71	46,35
Coke de pétrole (pour valorisation)	22,71	40,57
<b>Combustibles solides</b>	<b>Teneur en carbone (kg C/GJ)</b>	<b>Pouvoir calorifique supérieur (GJ/tonne métrique)</b>
Charbon anthraciteux	23,74	27,70
Charbon bitumineux	20,97	26,33
Charbon bitumineux étranger	21,79	29,82
Charbon subbitumineux	25,05	19,15
Lignite	29,97	15,00
Coke de charbon	23,69	28,83
Déchets ligneux (résidus de bois)	28,41	18,00
Liqueur usée de cuisson	S.O.	14,00
<b>Combustibles gazeux</b>	<b>Teneur en carbone (kg C/GJ)</b>	<b>Pouvoir calorifique supérieur (GJ/m<sup>3</sup>)</b>
Gaz naturel	14,12	0,03832
Gaz de cokerie	23,03	0,01914
Gaz de raffinerie (pour raffinage)	13,34	0,03608
Gaz de raffinerie (pour valorisation)	13,34	0,04324
Gaz d'enfouissement	14,97	0,03590

**Tableau 1-2. Facteurs d'émission selon le type de combustible**(QC.1.3.1, QC.1.3.2, 1<sup>o</sup>, QC.1.4.1, QC.17.3.1, 2<sup>o</sup>)

<b>Combustibles liquides</b>	<b>CO<sub>2</sub> (kg/L)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (kg/GJ)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (g/L)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (g/GJ)</b>	<b>N<sub>2</sub>O (g/L)</b>	<b>N<sub>2</sub>O (g/GJ)</b>
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
<b>Kérosène</b>						
- 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
<b>Propane</b>						
- 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
<b>Mazout léger</b>						
- 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
<b>Mazout lourd (n<sup>os</sup> 5 et 6)</b>						
- 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
<b>Biocombustibles et autres combustibles solides</b>						
Gaz d'enfouissement	29,890	833,0	0,60	16,700	0,06	1,671
Déchets ligneux (résidu de bois) dont la teneur en H <sub>2</sub> O s'élève à 50 %	0,950	52,8	0,05	2,778	0,02	1,111
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.
<b>Combustibles gazeux</b>						
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 1-3. Facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> du gaz naturel**

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

Gaz commercialisable (kg CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> )	Gaz commercialisable (kg CO <sub>2</sub> /GJ)
1,878	49,01

**Tableau 1-4. Facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> du charbon**

(QC.1.3.1, QC.17.3.1, 2°)

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

**Tableau 1-5. Autres facteurs d'émission**

(QC.1.3.1, QC.17.3.1, 2°)

Types de matières	Facteur d'émission de CO <sub>2</sub> (kg/GJ)	Facteur d'émission de CH <sub>4</sub> (g/GJ)	Facteur d'émission de N <sub>2</sub> O (g/GJ)
Matières résiduelles collectées par une municipalité	91,7	30	4,0
Tourbe	103,0	1	1,5

**Tableau 1-6. Facteurs d'émission de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O du gaz naturel selon le type d'utilisation**

(QC.1.4.1)

Type d'utilisation	CH <sub>4</sub> (g/m <sup>3</sup> )	CH <sub>4</sub> (g/GJ)	N <sub>2</sub> O (g/m <sup>3</sup> )	N <sub>2</sub> O (kg/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 1-7. Facteurs d'émission de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O du charbon selon le type d'utilisation**

(QC.1.4.1)

Type d'utilisation	Facteur d'émission (g CH <sub>4</sub> /kg charbon)	Facteur d'émission (g NO <sub>2</sub> /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 1-8. 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

## 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O, 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, en kilogrammes par kilomole.

Les paragraphes 3°, 4° et 5° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables aux équipements fixes de combustion situés sur le site d'une raffinerie de pétrole sont calculées en additionnant les émissions quotidiennes de CO<sub>2</sub> 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 CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> de chaque réseau d'alimentation en gaz de raffinerie et en flexigaz

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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

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

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>ij</sub> = Consommation de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau j pour le jour i, en mètres cubes aux conditions de référence;

TC<sub>ij</sub> = 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 m<sup>3</sup> par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> par rapport au carbone;

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

2<sup>o</sup> 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 :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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;

$FE_{CO_2,ij}$  = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> des gaz de raffinerie et du flexigaz du réseau  $j$  pour le jour  $i$ , calculé selon l'équation 2-3, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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 :

$FE_{CO_2,ij}$  = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> des gaz de raffinerie et de flexigaz du réseau  $j$  pour le jour  $i$ , en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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 m<sup>3</sup> par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> par rapport au carbone;

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

#### QC.2.3.3. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> des gaz associés

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> des gaz associés peuvent être calculées selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.3 ou, sauf dans le cas de l'émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, selon la méthode prévue à QC.1.3.2.

#### QC.2.3.4. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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.1.3.3 ou, sauf dans le cas de l'émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, à QC.1.3.2;

b) dans le cas du flexigaz et des gaz de raffinerie, conformément à QC.2.3.2;

4° faire la somme des émissions de CO<sub>2</sub> de chaque flux afin de déterminer les émissions totales du mélange.

#### **QC.2.3.5. Calcul des émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à la combustion des gaz combustibles**

Les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O attribuables à la combustion des gaz combustibles doivent être calculées selon la méthode prévue 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CF<sub>4</sub> et de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> attribuables aux effets d'anode, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la calcination du coke vert, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de SF<sub>6</sub> attribuables à la consommation du gaz de couverture, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 Sodërberg, 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 CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> attribuables aux effets d'anodes :

a) la pente déterminée conformément à la méthode prévue à QC.3.4.2, en tonnes métriques de CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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 CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> utilisé comme gaz de couverture :

a) la quantité annuelle des achats de SF<sub>6</sub>, en tonnes métriques;

b) la quantité de SF<sub>6</sub> transféré hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;

c) la quantité de SF<sub>6</sub> en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

d) la quantité de SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> dans le gaz entrant aux cellules d'électrolyse, en tonnes métriques;

g) les quantités mensuelles de gaz contenant du SF<sub>6</sub> recueilli et transféré hors de l'établissement, en tonnes métriques;

h) les concentrations mensuelles de SF<sub>6</sub> 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 CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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 CO<sub>2</sub>

#### QC.3.3.1. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation d'anodes précuites

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation d'anodes précuites doivent être calculées selon l'équation 3-1 :

#### Équation 3-1

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

Où :	Où :
CO <sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO <sub>2</sub> attribuables à la consommation d'anodes précuites, en tonnes métriques;	CO <sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO <sub>2</sub> attribuables à la consommation d'anodes des procédés Söderberg, en tonnes métriques;
i = Mois;	i = Mois;
CNA = Consommation nette d'anodes pour la production d'aluminium pour le mois <i>i</i> , en tonnes métriques d'anodes par tonne métrique d'aluminium;	PC = Consommation de pâte anodique durant le mois <i>i</i> , en tonnes métriques de pâte par tonne métrique d'aluminium;
PM = Production d'aluminium pour le mois <i>i</i> , en tonnes métriques;	PM = Production d'aluminium pour le mois <i>i</i> , en tonnes métriques;
S <sub>a</sub> = Teneur en soufre des anodes précuites pour le mois <i>i</i> , en kilogrammes de soufre par kilogramme d'anodes précuites;	MSB = Émissions de matières solubles dans le benzène (MSB), en kilogrammes de MSB par tonne métrique d'aluminium;
Cen <sub>a</sub> = Teneur en cendres des anodes précuites pour le mois <i>i</i> , en kilogrammes de cendres par kilogramme d'anodes précuites;	TB = Teneur moyenne de brai dans la pâte anodique pour le mois <i>i</i> , en kilogrammes de brai par kilogramme de pâte anodique;
Imp <sub>a</sub> = Teneur en impuretés, autres que le soufre et les cendres, des anodes précuites pour le mois <i>i</i> , en kilogrammes d'impuretés par kilogramme d'anodes précuites. Lorsque cet élément n'est pas mesuré, la valeur est de zéro;	S <sub>b</sub> = Teneur en soufre du brai pour le mois <i>i</i> , en kilogrammes de soufre par kilogramme de brai;
3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO <sub>2</sub> par rapport au carbone.	Cen <sub>b</sub> = Teneur en cendres du brai, en kilogrammes de cendres par kilogramme de brai;
	H <sub>b</sub> = Teneur en hydrogène du brai, en kilogrammes d'hydrogène par kilogramme de brai;
	S <sub>c</sub> = Teneur en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;
	Cen <sub>c</sub> = 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 CO <sub>2</sub> par rapport au carbone.

### QC.3.3.2. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation des anodes des procédés Söderberg

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

#### Équation 3-2

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

### QC.3.3.3 Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes doivent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes :

1<sup>o</sup> dans le cas des émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, selon l'équation 3-3 :

**Équation 3-3**

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

Où :

$CO_2$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes, en tonnes métriques;

$CO_{2\ MG}$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  attribuables au matériel de garniture calculées conformément à l'équation 3-4, en tonnes métriques;

$CO_{2\ B}$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  attribuables à la cokéfaction du brai calculées conformément à l'équation 3-5, en tonnes métriques;

2<sup>o</sup> dans le cas des émissions de  $CO_2$  attribuables au matériel de garniture, selon l'équation 3-4 :

**Équation 3-4**

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

Où :

$CO_{2\ MG}$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  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  $CO_2$  par rapport au carbone;

3<sup>o</sup> dans le cas des émissions de  $CO_2$  attribuables à la cokéfaction du brai, selon l'équation 3-5 :

**Équation 3-5**

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

Où :

$CO_{2\ B}$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  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  $CO_2$  par rapport au carbone.

**QC.3.3.4. Calcul des émissions de  $CO_2$  attribuables à la calcination du coke vert**

Les émissions annuelles de  $CO_2$  attribuables à la calcination du coke vert doivent être calculées selon l'équation 3-6 :

**Équation 3-6**

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

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>O<sub>cv</sub> = Teneur en eau du coke vert consommé pour le mois *i*, en kilogrammes d'eau par kilogramme de coke vert;

V<sub>cv</sub> = Teneur en matières volatiles du coke vert pour le mois *i*, en kilogrammes de matières volatiles par kilogramme de coke vert;

S<sub>cv</sub> = 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<sub>cc</sub> = Teneur en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> par rapport au carbone;

0,035 = Teneur en CH<sub>4</sub> et en goudron dans les matières volatiles du coke contribuant aux émissions de CO<sub>2</sub>;

2,75 = Facteur de conversion du CH<sub>4</sub> en CO<sub>2</sub>.

**QC.3.4. Méthodes de calcul des émissions de CF<sub>4</sub> et de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> attribuables aux effets d'anode**

Les émissions annuelles de CF<sub>4</sub> et de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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<sub>4</sub> et de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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<sub>4</sub> et de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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<sub>CF<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>F<sub>6</sub></sub> = Émissions annuelles de CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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;

pente<sub>CF<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>F<sub>6</sub></sub> = Pente déterminée conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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 Péchiney

Les émissions annuelles de CF<sub>4</sub> et de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> attribuables aux effets d'anode peuvent être calculées pour chaque série de cuves selon la méthode Péchiney 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 :

$E_{CF_4, C_2F_6}$  = Émissions annuelles de CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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;

$CS_{CF_4, C_2F_6}$  = Coefficient de surtension déterminé conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF<sub>4</sub> ou de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> utilisé comme gaz de couverture

Les émissions annuelles de SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> 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 :

$SF_6$  = Émissions annuelles de SF<sub>6</sub> utilisé comme gaz de couverture, en tonnes métriques;

$S_{Inv-Début}$  = Quantité de SF<sub>6</sub> en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

$S_{Inv-Fin}$  = Quantité de SF<sub>6</sub> en inventaire en fin d'année, en tonnes métriques;

$S_{Achats}$  = Quantité des achats de SF<sub>6</sub> pour l'année, en tonnes métriques;

$SS_{livrés}$  = Quantité de SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> 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 :

$SF_6$  = Émissions annuelles de SF<sub>6</sub> 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 SF<sub>6</sub> dans le gaz entrant aux cellules d'électrolyse pour le mois  $i$ , en tonnes métriques;

$Q_R$  = Quantité de gaz contenant du SF<sub>6</sub> recueilli et transféré hors de l'établissement durant le mois  $i$ , en tonnes métriques;

$C_R$  = Concentration de SF<sub>6</sub> 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  $\text{CF}_4$  et  $\text{C}_2\text{F}_6$  des effets d'anode visés à QC.3.4 et des paramètres concernant l'utilisation de  $\text{SF}_6$  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 $\text{CF}_4$ et $\text{C}_2\text{F}_6$ des effets d'anode

L'émetteur qui utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions de  $\text{CF}_4$  et de  $\text{C}_2\text{F}_6$  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 ou la méthode Péchiney doit effectuer des tests de rendement afin de calculer les coefficients de pente ou de Péchiney 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 $\text{SF}_6$ utilisé comme gaz de couverture

L'émetteur qui utilise la méthode de mesures directes prévue à l'équation 3-10 de QC.3.5.2 pour calculer les émissions de  $\text{SF}_6$  attribuables à la consommation de gaz de couverture doit mesurer mensuellement la quantité de  $\text{SF}_6$  qui entre aux cellules d'électrolyse ainsi que la quantité et la concentration en  $\text{SF}_6$  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  $\text{CO}_2$ , de  $\text{CH}_4$  et de  $\text{N}_2\text{O}$  en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de  $\text{CO}_2$  attribuables au procédé de calcination, en tonnes métriques;

3° pour chaque four de calcination :

a) les facteurs d'émission mensuels de  $\text{CO}_2$ , en tonnes métriques de  $\text{CO}_2$  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 CO<sub>2</sub> mensuels des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à la combustion de combustibles de tous les fours de calcination, calculées et déclarées conformément au paragraphe 2° de QC.4.3.2, en tonnes métriques;

8° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à l'utilisation de tous les équipements fixes de combustion, à l'exception des fours de calcination, calculées et déclarées 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à l'utilisation de fours de calcination

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> peuvent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes :

1° les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à l'utilisation de fours de calcination doivent être calculées en additionnant les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la calcination et les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à l'oxydation du carbone organique présent dans les matières premières, lesquelles sont calculées conformément aux méthodes suivantes :

a) les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la calcination doivent être calculées selon les équations 4-1 à 4-4 :

#### Équation 4-1

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

Où :

CO<sub>2-c</sub> = Émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la calcination, en tonnes métriques;

i = Mois;

Cli = Production de clinker en tonnes métriques;

FE<sub>Cli</sub> = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> mensuel du clinker, établi selon l'équation 4-2, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> par tonne métrique de clinker;

Q<sub>PFC</sub> = Quantité mensuelle de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques;

FE<sub>PFC</sub> = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> mensuel des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, établi selon l'équation 4-3, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> mensuel du clinker, établi en fonction de la calcination complète de tous les carbonates présents dans les matières premières, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> mensuel des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> par tonne métrique de poussières rejetées et non recyclées;

$FE_{Cli}$  = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> mensuel du clinker, établi selon l'équation 4-2, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> carbonaté présent dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> carbonaté par tonne métrique de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination;

$TCO_{2,MP}$  = Teneur en CO<sub>2</sub> carbonaté présent dans les matières premières, en tonnes métrique de CO<sub>2</sub> carbonaté par tonne métrique de matières premières;

b) les émissions de CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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 C114-09b intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement »;

2<sup>o</sup> calculer les teneurs en  $CO_2$  carbonaté présent dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination et dans les matières premières conformément à la norme ASTM C114-09b;

3<sup>o</sup> prélever des échantillons pour chaque catégorie de matières premières entreposées en vrac et calculer la teneur en carbone organique total présent dans les matières premières conformément à la norme ASTM C114-09b;

4<sup>o</sup> calculer la quantité de clinker produit, la quantité de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, et 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<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CH_4$  en tonnes métriques;
- 2<sup>o</sup> les achats annuels de charbon en tonnes métriques;
- 3<sup>o</sup> 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  $CH_4$** 

Les émissions annuelles de  $CH_4$  attribuables à l'entreposage du charbon doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul suivantes :

1<sup>o</sup> les émissions de  $CH_4$  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 :

$CH_4$  = 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  $CH_4$  du charbon  $i$ , établi conformément au paragraphe 2°, en mètres cubes de  $CH_4$  par tonne métrique de charbon pour chaque type de charbon;

0,6772 = Facteur de conversion des mètres cubes en kilogrammes de  $CH_4$ ;

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

2° le facteur d'émission de  $CH_4$  ( $FE_i$ ) 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 CH<sub>4</sub> pour les activités de post-extraction d'entreposage et de manutention du charbon provenant des États-Unis**(QC.5.3, 2<sup>o</sup>, a et c)

Sources du charbon		Facteurs d'émission de CH <sub>4</sub> 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 CH<sub>4</sub> pour les activités de post-extraction d'entreposage et de manutention du charbon au Canada**

(QC.5.3, 2<sup>o</sup>, b et c)

Source du charbon		Facteurs d'émission de CH <sub>4</sub> 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<sup>o</sup> les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables aux procédés de production d'hydrogène, en tonnes métriques;

2<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> la production annuelle d'hydrogène, en millions de mètres cubes aux conditions de référence;

4<sup>o</sup> la teneur en carbone de chaque matière première;

5° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 :

CO<sub>2</sub>= Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>j</sub>= Quantité de matière première *j* consommée quotidiennement, en mètres cubes aux conditions de référence;

TC<sub>j</sub>= Teneur en carbone de la matière première *j*, en kilogrammes de carbone par mètre cube de matière première aux conditions de référence;

S<sub>j</sub>= 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 CO<sub>2</sub> ou de CH<sub>4</sub> 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 CO<sub>2</sub> ou de CH<sub>4</sub> qui leur sont attribuables soient également calculées et déclarées conformément au règlement;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup> pour tous les types d'installation :

*a)* les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, et de CH<sub>4</sub> calculées pour chaque installation, en tonnes métriques;

*b)* les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

2<sup>o</sup> dans le cas de la production de coke métallurgique :

*a)* les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> 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<sup>o</sup> dans le cas de la fabrication de fer et d'acier :

*a)* les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> 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<sup>o</sup> dans le cas de la production d'aggloméré :

*a)* les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> 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° dans le cas de la production de fer selon le procédé de réduction directe :

a) les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> 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-paragraphes f et g du paragraphe 5° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard

des émissions de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub>

L'émetteur doit calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> 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 à QC.7.3.3.

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

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>2,COKE</sub> = Émissions annuelles attribuables à la production de coke métallurgique, calculées conformément à l'équation 7-2, en tonnes métriques;

CO<sub>2,FER,ACIER</sub> = 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<sup>o</sup> 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;

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<sup>o</sup> 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 :	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;	
$CO_{2, FER, ACIER}$ =		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;	$TC_{FRD}$ = 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;	
$TC_{CC}$ =	Teneur en carbone du coke métallurgique, excluant l'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke métallurgique;	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;
n =	Nombre de sous-produits des fours de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux;	j =	Type de matière première;
i =	Type de sous-produit;	$O_j$ =	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;
$SFC_i$ =	Consommation annuelle de sous-produits $i$ des fours de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux, 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 $j$ ;
$TC_{SFC_i}$ =	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 $i$ ;	GC =	Consommation annuelle de gaz de cokerie utilisés dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques;
CH =	Quantité annuelle de charbon introduit 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;
$TC_{CH}$ =	Teneur en carbone du charbon introduit dans les hauts fourneaux, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de charbon;	AC =	Production annuelle d'acier en tonnes métriques;
CA =	Consommation annuelle de calcaire en tonnes métriques;	$TC_{AC}$ =	Teneur en carbone de l'acier produit, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier;
$TC_{CA}$ =	Teneur en carbone du calcaire, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de calcaire;	FP =	Quantité annuelle de fer produit non transformé en acier, en tonnes métriques;
DO =	Consommation annuelle de dolomite 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;
$TC_{DO}$ =	Teneur en carbone de la dolomite, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de dolomite;	GHF =	Quantité de gaz des hauts fourneaux transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;
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;		

$TC_{GHF}$  = 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

$$CO_{2\ AGGL} = \left[ (PC \times TC_{PC}) + (GHF \times TC_{GHF}) + (GC \times TC_{GC}) + \sum_{i=1}^n (MP_i \times TC_{MP_i}) - (GA \times TC_{GA}) \right] \times 3,664$$

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 par l'équation;

$i$  = Type de matière première, autre que celles expressément mentionnées par 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 combustibles fossiles, conformément à QC.1.5;

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  $CO_2$ , de  $CH_4$  et de  $N_2O$  en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de  $CO_2$  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 CO<sub>2</sub>, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à la combustion de combustibles dans tous les fours, calculées et déclarées conformément au paragraphe 2° de QC.8.3.2, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à l'utilisation de tous les équipements fixes de combustion, à l'exception des fours de calcination, calculées et déclarées 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à l'utilisation des fours

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> doivent être calculées selon les méthodes suivantes :

1° les émissions de CO<sub>2</sub> 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 :

CO<sub>2</sub> = Émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à l'utilisation des fours, en tonnes métriques;

i = Mois;

y = Nombre total de types de chaux;

j = Type de chaux;

CV<sub>ij</sub> = Production de chaux vive *j* pour le mois *i*, en tonnes métriques;

FE<sub>CV<sub>ij</sub></sub> = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> de la chaux vive *j* pour le mois *i*, calculé conformément à l'équation 8-2, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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  $CO_2$ ,  $CH_4$  et  $N_2O$  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 », de la norme ASTM C1301-95 (2009) et 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 de 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 CO<sub>2</sub> attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées conformément à QC.9.3.1, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O issues des événements des équipements de procédé, calculées conformément à QC.9.3.2, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux, calculées conformément à QC.9.3.3, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la récupération d'anhydride sulfureux, calculées conformément à QC.9.3.4, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O des torches et autres équipements antipollution, calculées conformément à QC.9.3.5, en tonnes métriques;

8° les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> issues des réservoirs hors sol, calculées conformément à QC.9.3.6, en tonnes métriques;

9° les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables au traitement des eaux usées, calculées conformément à QC.9.3.7, en tonnes métriques;

10° les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> issues des séparateurs huile-eau, calculées conformément à QC.9.3.8, en tonnes métriques;

11° les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> 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 CO<sub>2</sub>, du CH<sub>4</sub> ou du N<sub>2</sub>O, 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 CO<sub>2</sub>, du CH<sub>4</sub> ou du N<sub>2</sub>O, 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à l'exploitation d'une raffinerie de pétrole doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.9.3.1 à QC.9.3.9.

#### QC.9.3.1. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la régénération de catalyseurs

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>j</sub> = 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<sub>2</sub> 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<sub>j</sub> = Consommation quotidienne moyenne de coke brûlé, en kilogrammes;

n = Nombre d'heures d'exploitation par jour;

i = Heure;

K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub> = Bilan de matière et facteurs de conversion (K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, et K<sub>3</sub>) indiqués au tableau 9-1 prévu à QC.9.5;

Q<sub>r</sub> = 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;

% CO<sub>2</sub> = Concentration en CO<sub>2</sub> de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de CO<sub>2</sub> 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<sub>a</sub> = Débit volumétrique d'air au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

% O<sub>2</sub> = 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<sub>oxy</sub> = Débit volumétrique d'oxygène au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

% O<sub>2Q<sub>oxy</sub></sub> = 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**

$$Q_r = \frac{[79 \times Q_a + (100 - \%O_{2Q_{oxy}}) \times Q_{oxy}]}{[100 - \%CO_2 - \%CO - \%O_2]}$$

Où :

Q<sub>r</sub> = 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<sub>a</sub> = Débit volumétrique d'air au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

% O<sub>2Q<sub>oxy</sub></sub> = 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<sub>oxy</sub> = 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;

% CO<sub>2</sub> = Concentration en CO<sub>2</sub> de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de CO<sub>2</sub> 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;

% O<sub>2</sub> = 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**

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n CR \times (TC_{usés} - TC_{régén})_i \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

$CO_2$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  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  $CO_2$  par rapport au carbone;

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

3<sup>o</sup> 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  $x = \text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  ou  $\text{N}_2\text{O}$ , 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'événement 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'événement 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 m<sup>3</sup> 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 kilogrammes en tonnes métriques.

**QC.9.3.3. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux doivent être calculées selon les équations 9-7 et 9-8 :

**Équation 9-7**

$$\text{CO}_2 = Q_A \times FE \times \frac{MM_{\text{CH}_4}}{CVM} \times ED \times 2,743 \times 0,001$$

Où :

$\text{CO}_2$  = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> par millier de barils aux conditions de référence;

$MM_{\text{CH}_4}$  = Masse moléculaire du CH<sub>4</sub> de 16,04 kg par kilomole;

$CVM$  = Facteur de conversion du volume molaire de 24,06 m<sup>3</sup> 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 CO<sub>2</sub> par rapport au CH<sub>4</sub>;

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

**Équation 9-8**

$$\text{CH}_4 = Q_A \times FE \times \frac{MM_{\text{CH}_4}}{CVM} \times (1 - ED) \times 0,001$$

Où :

$\text{CH}_4$  = Émissions annuelles de CH<sub>4</sub> 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 m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> par millier de barils aux conditions de référence;

$MM_{\text{CH}_4}$  = Masse moléculaire du CH<sub>4</sub> de 16,04 kg par kilomole;

$CVM$  = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m<sup>3</sup> 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 CO<sub>2</sub> issues des unités de récupération d'anhydride sulfureux

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> issues des unités de récupération d'anhydride sulfureux 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<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> issues des unités de récupération d'anhydride sulfureux, en tonnes métriques;

DV = Débit volumétrique annuel des gaz vers les unités de récupération d'anhydride sulfureux, en mètres cubes aux conditions de référence;

MM<sub>CO<sub>2</sub></sub> = Masse moléculaire du CO<sub>2</sub> de 44 kg par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m<sup>3</sup> par kilomole aux conditions de référence;

FM = Fraction moléculaire de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, en tonnes métriques;

VG<sub>n</sub> = 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 CO<sub>2</sub> 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 :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, en tonnes métriques;

VG<sub>n</sub> = Volume annuel du gaz à la torche *n*, en mètres cubes aux conditions de référence;

TC<sub>n</sub> = Teneur en carbone du gaz à la torche *n*, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;

MM<sub>n</sub> = Masse moléculaire du gaz à la torche *n*, en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m<sup>3</sup> par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> 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 :

$CO_2$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  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 :

$CO_2$  = Émission annuelle 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 m<sup>3</sup> 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  $CH_4$  issues des réservoirs hors sol**

Les émissions annuelles de  $CH_4$  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  $CH_4$  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  $CH_4$  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 CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables au traitement des eaux usées

Les émissions annuelles attribuables au traitement des eaux usées doivent être calculées :

1<sup>o</sup> dans le cas des émissions de CH<sub>4</sub>, selon l'équation 9-14 :

#### Équation 9-14

$$CH_4 = [(Q \times DCO_{qmoy}) - BOU] \times CG \times FCM \times 0,001$$

Où :

CH<sub>4</sub> = Émissions annuelles de CH<sub>4</sub> attribuables au traitement des eaux usées, en tonnes métriques;

Q = Quantité d'eaux usées traitées annuellement, en mètres cubes;

DCO<sub>qmoy</sub> = 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 CH<sub>4</sub>, soit 0,25 kg de CH<sub>4</sub> par kilogramme de demande chimique en oxygène;

FCM = Facteur de conversion en CH<sub>4</sub> indiqué au tableau 9-3, prévu à QC.9.5, selon le procédé;

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

2<sup>o</sup> dans le cas des émissions de N<sub>2</sub>O, 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 :

N<sub>2</sub>O = Émissions annuelles de N<sub>2</sub>O attribuables au traitement des eaux usées, en tonnes métriques;

Q = Quantité d'eaux usées traitées annuellement, en mètres cubes;

TN<sub>qmoy</sub> = Teneur moyenne trimestrielle d'azote dans les effluents, en kilogrammes par mètre cube;

FE<sub>N<sub>2</sub>O</sub> = Facteur d'émission de N<sub>2</sub>O des eaux usées rejetées, soit 0,005 kg d'azote produit par la décomposition de l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O-N) par kilogramme d'azote total;

1,571 = Facteur de conversion des kilogrammes de N<sub>2</sub>O-N en kilogrammes de N<sub>2</sub>O;

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

### QC.9.3.8. Calcul des émissions de CH<sub>4</sub> issues des séparateurs huile-eau

Les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> 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<sub>4</sub> = Émissions annuelles de CH<sub>4</sub> issues des séparateurs huile-eau, en tonnes métriques;

FE<sub>sep</sub> = Facteur d'émission des hydrocarbures autres que le CH<sub>4</sub> indiqué au tableau 9-4 prévu à QC.9.5, en kilogrammes par mètre cube;

Q<sub>eau</sub> = Quantité d'eaux usées traitées annuellement par le séparateur, en mètres cubes;

FC<sub>HAM</sub> = Facteur de conversion en CH<sub>4</sub> des hydrocarbures autres que le CH<sub>4</sub> 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<sub>4</sub> des composantes du réseau

Les émissions fugitives annuelles de CH<sub>4</sub> 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 aux méthodes suivantes :

1<sup>o</sup> les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> 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<sub>4</sub> = Émissions annuelles de CH<sub>4</sub> attribuables aux émissions fugitives des composantes du réseau, en tonnes métriques;

n = Nombre de détections par année;

E<sub>COV-0</sub> = 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<sub>COV-CF</sub> = 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<sub>COVF</sub> = 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<sub>COV</sub> = Facteur de conversion des COV en CH<sub>4</sub> 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<sup>o</sup> 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<sub>COV-0</sub> = 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<sub>i</sub> = Nombre de composantes de type *i* avec résultat de détection de zéro;

FE<sub>zi</sub> = 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<sup>o</sup> 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<sub>COV-CF</sub> = 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<sub>i</sub> = 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;

$VD_{ij}$  = Résultat de détection pour la composante  $j$  de type  $i$ ;

$\beta_i$  = 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;

$t_{ij}$  = 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<sup>o</sup> 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

$$E_{COVF} = \sum_{i=1}^6 NC_i \times FE_i \times t$$

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<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub>, 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 d'anhydride sulfureux**

Dans le cas de la récupération d'anhydride sulfureux, l'émetteur doit mesurer le débit volumétrique de gaz acide vers les unités de récupération d'anhydride sulfureux.

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 CO<sub>2</sub> 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 CH<sub>4</sub>.



### 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 <sup>3</sup> (base sèche) %)
K <sub>1</sub>	0,2982
K <sub>2</sub>	2,0880
K <sub>3</sub>	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 CH<sub>4</sub> 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 <sub>4</sub> (FCM)	Portée
<b>Sans traitement</b>		
Rejet en mer, dans une rivière ou dans un lac <sup>(1)</sup>	0,1	0 – 0,2
<b>Avec traitement</b>		
Usine de traitement aérobie	0	0 – 0,1
Usine de traitement aérobie surchargée	0,3	0,2 – 0,4
Digester anaérobie pour les boues <sup>(2)</sup>	0,8	0,8 – 1,0
Réacteur anaérobie <sup>(2)</sup>	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 CH<sub>4</sub> en kilogrammes de CH<sub>4</sub> par kilogramme de demande chimique en oxygène (DCO), l'émetteur doit par défaut utiliser le facteur d'émission de 0,25 kg de CH<sub>4</sub> par kilogramme de DCO.</p> <p>Le facteur d'émission de N<sub>2</sub>O des eaux usées rejetées (FE<sub>N<sub>2</sub>O</sub>) est de 0,005 kg N<sub>2</sub>O-N par kilogramme d'azote.</p> <p>FCM = facteur de conversion en CH<sub>4</sub> (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 CH<sub>4</sub> 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 ( $FE_{\text{sep}}$ ) <sup>a</sup> kg HAM/m <sup>3</sup> 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 <sup>b</sup> de FAF <sup>c</sup> – non couvert	4,00e-03 <sup>d</sup>
FAD ou FAF - couvert	1,20e-04 <sup>d</sup>
FAD ou FAF – couvert et lié à l'appareil antipollution	0

<sup>a</sup> Les facteurs d'émission ne comprennent pas l'éthane

<sup>b</sup> FAD = type de flottaison par air dissous

<sup>c</sup> FAF = type de flottaison par air forcé

<sup>d</sup> Pour ces types de séparateurs, les facteurs d'émission s'appliquent lorsque ces séparateurs sont installés comme système de traitement secondaire.

**Tableau 9-5. Facteur d'émissions fugitives des composantes du réseau d'alimentation de gaz**(QC.9.3.9, 2<sup>o</sup>, 3<sup>o</sup> et 4<sup>o</sup>)

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
	$FZ_{i0}$	$\sigma_i$	$\beta_i$	(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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 N<sub>2</sub>O et de CH<sub>4</sub> 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 CO<sub>2</sub>

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>2, biomasse</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de biomasse dans les fours de récupération et les séchoirs, en tonnes métriques;

i = Mois;

LU<sub>i</sub> = Liqueur usée de cuisson produite au cours du mois *i*, en tonnes métriques;

TC<sub>i</sub> = 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 CO<sub>2</sub> par rapport au carbone.

#### QC.10.3.2. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la combustion de composés de type « carbonate »

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup> mesurer la quantité de liqueur usée de cuisson produite chaque année;

2<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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 », à 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 à 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  $CO_2$  pour les variétés communes de carbonate**

(QC.10.3.2, QC.10.4, 4<sup>o</sup>, 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
$Na_2CO_3$	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<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$  issues de tous les fours de calcination de carbonate de sodium, calculées conformément à QC.11.3, en tonnes métriques;

2<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$ , de  $CH_4$  et de  $N_2O$  attribuables à la combustion de combustibles dans les fours de calcination, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3<sup>o</sup> 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 combinée 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 CO<sub>2</sub> provenant de la calcination dans les tours de carbonatation :

a) les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>

#### QC.11.3.1. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> issues des fours de calcination

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables aux procédés de production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

j = Mois;

TC<sub>T-S<sub>j</sub></sub> = 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<sub>T-S<sub>j</sub></sub> = Quantité de minerai de trona ou de saumure consommée au cours du mois *j*, en tonnes métriques;

TC<sub>C<sub>j</sub></sub> = Teneur en carbone du carbonate de sodium produit au cours du mois *j*, en kilogrammes de carbone par kilogramme de carbonate de sodium;

Q<sub>C<sub>j</sub></sub> = Quantité de carbonate de sodium produit au cours du mois *j*, en tonnes métriques;

TC<sub>P<sub>j</sub></sub> = 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<sub>P<sub>j</sub></sub> = 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<sub>2</sub> par rapport au carbone.

#### QC.11.3.2. Calcul des émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> issues des fours de calcination sont utilisées dans les tours de carbonatation pour le prétraitement de la saumure, les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> recyclé doivent être calculées selon l'équation 11-2 :

**Équation 11-2**

$$CO_2 = \sum_{j=1}^{12} [(TC_{SP_j} \times Q_{SP_j}) - (TC_{S_j} \times Q_{S_j})] \times 3,664$$

Où :

$CO_2$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  recyclé des fours de calcination pour le prétraitement, en tonnes métriques;

$j$  = Mois;

$TC_{SP_j}$  = 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;

$Q_{SP_j}$  = Quantité mensuelle de saumure prétraitée consommée au cours du mois  $j$ , en tonnes métriques;

$TC_{S_j}$  = Teneur en carbone de la saumure avant le prétraitement pour le mois  $j$ , en kilogrammes de carbone par kilogramme de saumure non traitée;

$Q_{S_j}$  = 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<sup>o</sup> de QC.11.3.1 et à QC.11.3.2 doit :

1<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$ , de  $CH_4$  et de  $N_2O$  attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

2<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$ , de  $CH_4$  et de  $N_2O$  attribuables à la combustion de gaz de raffinerie, de flexigaz ou de gaz associés, calculées conformément à QC.2, en tonnes métriques;

3<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$ , de  $CH_4$  et de  $N_2O$  attribuables à chaque procédé chimique, calculées conformément à QC.12.3.1, en tonnes métriques;

4<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$  attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées conformément à QC.12.3.2, en tonnes métriques;

5<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$ , de  $CH_4$  et de  $N_2O$  attribuables aux torches et autres équipements antipollution, calculées conformément à QC.12.3.3, en tonnes métriques;

6<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CO_2$ , de  $CH_4$  et de  $N_2O$  issues des événements des équipements de procédé, calculées conformément à QC.12.3.4, en tonnes métriques;

7<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CH_4$  provenant des émissions fugitives des composantes d'équipement, calculées conformément à QC.12.3.5, en tonnes métriques;

8<sup>o</sup> les émissions annuelles de  $CH_4$  issues des réservoirs hors sol, calculées conformément à QC.12.3.6, en tonnes métriques;

9° les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables au traitement des eaux usées, calculées conformément à QC.12.3.7, en tonnes métriques;

10° les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> 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 CO<sub>2</sub>, du CH<sub>4</sub> ou du N<sub>2</sub>O, 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à la production de produits pétrochimiques doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.12.3.1 à QC.12.3.8.

#### **QC.12.3.1. Calcul des émissions attribuables à chaque procédé pétrochimique**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 :

$CO_2$  = Émissions annuelles de  $CO_2$  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  $m^3$  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  $CO_2$  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 :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>A</sub>)<sub>i,n</sub> = Quantité de matière première *i* consommée durant le mois *n*, en kilogrammes;(TC<sub>A</sub>)<sub>i,n</sub> = Teneur moyenne en carbone de la matière première *i* pour le mois *n*, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matière première;(Q<sub>P</sub>)<sub>i,n</sub> = Quantité de produit *i* pour le mois *n*, en kilogrammes;(TC<sub>P</sub>)<sub>i,n</sub> = 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 CO<sub>2</sub> par rapport au carbone;

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

**QC.12.3.2. Calcul des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la régénération de catalyseurs**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O issues des événements des équipements de procédé**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O 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 CH<sub>4</sub> des composantes du réseau**

Les émissions fugitives annuelles de CH<sub>4</sub> 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 CH<sub>4</sub> issues des réservoirs hors sol**

Les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> 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 CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O attribuables au traitement des eaux usées**

Les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O attribuables au traitement des eaux usées doivent être calculées conformément à QC.9.3.7.

**QC.12.3.8. Calcul des émissions de CH<sub>4</sub> attribuables aux séparateurs huile-eau**

Les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> 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  $\text{N}_2\text{O}$ , en tonnes métriques;
- 2° la production annuelle d'acide adipique, en tonnes métriques;
- 3° le facteur d'émission de  $\text{N}_2\text{O}$ , en tonnes métriques de  $\text{N}_2\text{O}$  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°, 4° et 5° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de  $\text{N}_2\text{O}$  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 $\text{N}_2\text{O}$ attribuables au procédé d'oxydation**

Les émissions annuelles de  $\text{N}_2\text{O}$  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  $\text{N}_2\text{O}$  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 $\text{N}_2\text{O}$ ainsi que les facteurs de destruction et d'utilisation de l'équipement antipollution**

Les émissions annuelles de  $\text{N}_2\text{O}$  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 :

$N_2O$  = Émissions de  $N_2O$  attribuables au procédé d'oxydation, en tonnes métriques;

$FE_{N_2O}$  = Facteur d'émission de  $N_2O$ , en tonnes métriques de  $N_2O$  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° déterminer annuellement le facteur d'émission de  $N_2O$  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  $N_2O$  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  $N_2O$  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  $CO_2$  en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de  $CO_2$  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  $CO_2$  attribuables aux procédés de production primaire et secondaire de plomb**

Les émissions annuelles de  $CO_2$  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  $CO_2$  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 CO<sub>2</sub> doivent être calculées selon l'équation 14-1 :

#### Équation 14-1

$$CO_2 = \sum_i^n (M_i \times TC_i) \times 3,664$$

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions de CO<sub>2</sub> 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<sub>i</sub> = Quantité annuelle de chaque matériau *i* utilisé, en tonnes métriques;

TC<sub>i</sub> = Teneur en carbone dans chaque matériau *i* utilisé, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matériau;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables aux procédés de production primaire et secondaire de zinc

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> doivent être calculées selon l'équation 15-1 :

**Équation 15-1**

$$CO_2 = \sum_i^n (M_i \times TC_i) \times 3,664$$

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sub>i</sub> = Quantité annuelle de chaque matériau *i* utilisé, en tonnes métriques;

TC<sub>i</sub> = Teneur en carbone de chaque matériau *i* utilisé, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matériau;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO<sub>2</sub> 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 produits 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 CO<sub>2</sub>;

b) les émissions de CH<sub>4</sub>;

c) les émissions de N<sub>2</sub>O;

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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, 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 mégawatheures;

7° pour chaque unité de cogénération, le type de cycle, soit un cycle force-chaleur ou d'un cycle chaleur-force, et la puissance thermique utile s'il y a lieu, en mégajoules;

8° les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables au procédé d'épuration des gaz acides;

9° les émissions fugitives annuelles de HFC provenant des systèmes de refroidissement;

10° les émissions fugitives annuelles de CO<sub>2</sub> provenant des installations de géothermie;

11° les émissions fugitives annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à l'entreposage du charbon conformément à QC.5;

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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité doivent 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/m<sup>3</sup> et inférieur ou égal à 40,98 MJ/m<sup>3</sup> 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/m<sup>3</sup> ou supérieur à 40,98 MJ/m<sup>3</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à la biomasse ou au biogaz doit être calculée conformément au paragraphe 3° 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 CO<sub>2</sub> attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides doivent être calculées selon l'équation 16-1 :

### Équation 16-1

$$CO_2 = Q_S \times R \times \left( \frac{44}{MM_S} \right)$$

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuable aux équipements d'épuration des gaz acides, en tonnes métriques;

Q<sub>S</sub> = Quantité annuelle d'absorbant utilisé, en tonnes métriques;

R = Ratio de moles de CO<sub>2</sub> émises à la capture d'une mole de gaz acide;

44 = Masse moléculaire du CO<sub>2</sub>, en kilogrammes par kilomole;

MM<sub>S</sub> = Masse moléculaire de l'absorbant, en kilogrammes par kilomole, ou, s'il s'agit de carbonate de calcium, une valeur de 100.

### QC.16.3.4. Calcul des émissions fugitives de CO<sub>2</sub> provenant des installations géothermiques

Les émissions fugitives annuelles de CO<sub>2</sub> provenant des installations géothermiques doivent être calculées selon l'équation 16-2 :

### Équation 16-2

$$CO_2 = 7,14 \times Q_E \times 0,001$$

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions fugitives annuelles de CO<sub>2</sub> provenant des installations géothermiques, en tonnes métriques par année;

7,14 = Facteur d'émissions fugitives de CO<sub>2</sub> pour les installations géothermiques, en kilogrammes par gigajoule;

Q<sub>E</sub> = 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 CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O

Les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O 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 16-3 :

##### Équation 16-3

$$HFC = INV_{\text{début}} - INV_{\text{fin}} + ACHAT - VENTE + \Delta CAP$$

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<sub>début</sub> = Quantité de HFC en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

INV<sub>fin</sub> = 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 16-4 :

##### Équation 16-4

$$HFC = \left[ \sum_{i=1}^n (INST_i - CAP_i) + \sum_{j=1}^m (REMP_j - REC_j) + \sum_{k=1}^p (CAP_k - RET_k) \right] \times 0,001$$

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<sub>i</sub> = Quantité de HFC utilisés pour remplir le système *i*, en kilogrammes;

CAP<sub>i</sub> = 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<sub>j</sub> = Quantité de HFC utilisés pour le remplissage lors de l'entretien du système *j*, en kilogrammes;

REC<sub>j</sub> = 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<sub>k</sub> = Capacité nominale du système *k*, en kilogrammes;

RET<sub>k</sub> = 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<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à la production de l'électricité acquise de cette installation, en tonnes métriques;

vi. les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> de l'installation, en tonnes métriques;

d) pour chaque installation identifiable ne faisant pas l'objet d'une déclaration d'émissions de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à l'électricité acquise, en tonnes métriques, selon chaque province ou état;

2<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> conformément au présent règlement, selon chaque province ou état de destination :

i. les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> conformément au présent règlement ainsi que pour chaque installation non identifiable, selon chaque province ou état de destination :

i. les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup>, *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 CO<sub>2</sub>**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et vendue ou consommée au Québec**

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup> dans le cas où l'installation identifiable fait l'objet d'une déclaration d'émissions de CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup> 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<sup>o</sup>, 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 au tableau 1-1 prévu à QC.1.6, 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 ou 1-5 prévus à QC.1.6, 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<sup>o</sup> 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 CO<sub>2</sub> occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité

Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité doivent être calculées en additionnant les émissions de CO<sub>2</sub> 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<sup>o</sup> dans le cas où l'installation est identifiable et fait l'objet d'une déclaration d'émissions de CO<sub>2</sub> conformément à QC.16, selon l'équation 17-4 :

#### Équation 17-4

$$CO_{2,t} = \left( CO_{2,t} \times \frac{MWh_{exp}}{MWh_n} \right) - (MWh_{exp} \times FE_D)$$

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation identifiable, en tonnes métriques;

CO<sub>2,t</sub> = Émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> attribuables à l'installation identifiable, en tonnes métriques;

MWh<sub>exp</sub> = 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<sub>n</sub> = Production annuelle nette d'électricité de l'installation identifiable, en mégawattheures;

FE<sub>D</sub> = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> par mégawattheure;

2<sup>o</sup> dans le cas où l'installation est identifiable mais ne fait pas l'objet d'une déclaration d'émissions de CO<sub>2</sub> conformément à QC.16 ainsi que dans le cas où l'installation est non identifiable, selon l'équation 17-5 :

#### Équation 17-5

$$CO_2 = MWh_{exp} \times (FE_{QC} - FE_D)$$

Où :

CO<sub>2</sub> = Émissions annuelles de CO<sub>2</sub> occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation identifiable ou non identifiable, en tonnes métriques;

MWh<sub>exp</sub> = Quantité d'électricité produite par l'installation identifiable ou non identifiable et exportée annuellement, en mégawattheures;

FE<sub>QC</sub> = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> pour le Québec, indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> par mégawattheure;

FE<sub>D</sub> = Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> par défaut pour les provinces canadiennes ainsi que pour certains marchés nord-américains, en tonnes métriques de CO<sub>2</sub> 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 C et D de la Partie III par les suivants :

« **Tableau C**

Identification de la matière première	% Soufre	Quantité	Unité de mesure
---------------------------------------	----------	----------	-----------------

**Tableau D**

Contaminant	% Soufre	Facteur d'émission	Unité de mesure	Produit, matière première ou combustible relié au facteur d'émission	Provenance ou référence du facteur d'émission utilisé <sup>(3)</sup>
-------------	----------	--------------------	-----------------	--	--

<sup>(3)</sup> Pour chaque contaminant émis pour lequel l'exploitant pour quantifier ses émissions prend en compte un facteur d'émission, celui-ci doit indiquer la provenance de ce facteur d'émission et dans le cas où il provient d'une source documentaire publiée, indiquer sa référence. ».

**14.** Pour la déclaration d'émissions de l'année 2010, l'émetteur qui le (*indiquer ici la date qui précède celle de l'entrée en vigueur du présent règlement*) était tenu de déclarer ses émissions de gaz à effet de serre en vertu de l'article 5 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère et qui ne détient pas les données nécessaires à l'utilisation de l'une des méthodes de calcul prescrites à l'annexe A.2 peut utiliser pour cette année l'une des méthodes prévues au deuxième alinéa de l'article 6 de ce règlement.

L'article 6.6 de ce règlement, introduit par l'article 8 du présent règlement, ne s'applique pas à l'année de déclaration 2010.

**15.** À compter de l'année de déclaration 2011, l'émetteur qui le (*indiquer ici la date qui précède celle de l'entrée en vigueur du présent règlement*) n'était pas tenu de déclarer ses émissions de gaz à effet de serre en vertu du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère ainsi que l'émetteur visé à l'article 14 doivent déclarer leurs émissions conformément à la nouvelle section II.1 de ce règlement.

**16.** Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour qui suit la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

53726

## Projet de règlement

Loi sur la sécurité dans les sports  
(L.R.Q., c. S-3.1)

### Qualification en plongée subaquatique récréative — Modifications

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), que le Règlement modifiant le Règlement sur la qualification en plongée subaquatique récréative, pris par la Fédération québécoise des activités subaquatiques et dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être approuvé par la soussignée à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement révisé les normes applicables pour la qualification des personnes qui font de la plongée subaquatique ou qui dispensent des services d'enseignement de cette discipline sportive.

Ce projet a été édicté par la Fédération québécoise des activités subaquatiques (FQAS) conformément à l'habilitation, reçue de la ministre responsable en vertu de l'article 46.15 de la Loi sur la sécurité dans les sports (L.R.Q., c. S-3.1), l'autorisant à adopter par règlement des normes concernant notamment la qualification des personnes qui font de la plongée.

Des renseignements additionnels peuvent être obtenus en s'adressant à Mme Sylvie Turner au 100, rue Laviolette, bureau 306, Trois-Rivières (Québec) G9A 5S9 (téléphone : 819 371-6033, télécopieur : 819 371-6992).