

RÈGLEMENT SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE DE CERTAINES ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS DANS L'ATMOSPHÈRE

LOI SUR LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT

(chapitre Q-2, a. 2.2 et 46.2)

1. Le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (chapitre Q-2, r. 15) est modifié, dans le premier alinéa de l'article 1, par l'insertion, à la fin, de « Il s'applique également à tout exploitant dont l'entreprise, l'installation ou l'établissement effectue de la capture, du stockage, de l'élimination ou de la valorisation d'émissions de l'un des contaminants mentionnés à l'annexe A.1 ou en reçoit en transfert de l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre exploitant. ».

TEXTE MODIFIÉ

1. Le présent règlement s'applique à tout exploitant dont l'entreprise, l'installation ou l'établissement émet dans l'atmosphère l'un des contaminants mentionnés aux annexes A et A.1 à un niveau qui est égal ou supérieur au seuil de déclaration prescrit pour ce contaminant. Il s'applique également à tout exploitant dont l'entreprise, l'installation ou l'établissement effectue de la capture, du stockage, de l'élimination ou de la valorisation d'émissions de l'un des contaminants mentionnés à l'annexe A.1 ou en reçoit en transfert de l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre exploitant.

Les dispositions du présent règlement s'appliquent notamment dans une aire retenue pour les fins de contrôle ou dans une zone agricole établie suivant la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (chapitre P-41.1).

2. L'article 2 de ce règlement est modifié par l'insertion, après « déterminer les seuils à partir desquels les entreprises, les installations ou les établissements deviennent assujettis à l'obligation de déclarer leurs émissions au regard des contaminants liés à ces phénomènes », de « , ainsi que certaines autres conditions d'assujettissement à cette obligation ».

TEXTE MODIFIÉ

2. Le présent règlement, dans la perspective d'assurer la surveillance de l'état de l'environnement relativement aux phénomènes d'accroissement de l'effet de serre, des pluies acides, du smog et de la pollution toxique ainsi que de dresser l'inventaire de

certain contaminants émis dans l'atmosphère, a pour objet de déterminer les seuils à partir desquels les entreprises, les installations ou les établissements deviennent assujettis à l'obligation de déclarer leurs émissions au regard des contaminants liés à ces phénomènes, ainsi que certaines autres conditions d'assujettissement à cette obligation. Il prévoit également les renseignements qui doivent lui être fournis, dont certains renseignements de nature confidentielle qui sont nécessaires au calcul des quantités d'émission de ces contaminants, telles les données sur la production, sur les combustibles, sur les matières premières, sur les équipements et sur les procédés.

3. Ce règlement est modifié par l'insertion, après l'article 6.1.1, des suivants :

« **6.1.2.** Toute personne ou municipalité qui n'est pas visée aux articles 6.1 ou 6.1.1 et qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui, pendant une année civile, a effectué de la capture, du stockage, de l'élimination ou de la valorisation d'émissions de gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 ou a reçu de telles émissions en transfert de l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre exploitant est tenue de déclarer ses émissions pour cette année civile au ministre conformément à la présente section.

Les cinquième, sixième et septième alinéas de l'article 6.1 s'appliquent aux émetteurs visés au présent article, compte tenu des adaptations nécessaires.

6.1.3. Tout émetteur visé à la présente section qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui transfère des émissions de gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 à l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre émetteur assujetti à l'obligation de déclarer ses émissions doit lui fournir toutes les données nécessaires à la déclaration pour la période concernée.

Tout émetteur visé à l'article 6.1.2 ou tout émetteur visé aux articles 6.1 ou 6.1.1 qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui effectue l'une des opérations énoncées au premier alinéa de l'article 6.1.2 doit, lorsqu'il cesse cette opération, en aviser le ministre dans les plus brefs délais. ».

TEXTE MODIFIÉ

6.1.2. Toute personne ou municipalité qui n'est pas visée aux articles 6.1 ou 6.1.1 et qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui, pendant une année civile, a effectué de la capture, du stockage, de l'élimination ou de la valorisation d'émissions de gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 ou a reçu de telles émissions en transfert de l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre exploitant est tenue de déclarer ses émissions pour cette année civile au ministre conformément à la présente section.

Les cinquième, sixième et septième alinéas de l'article 6.1 s'appliquent aux émetteurs visés au présent article, compte tenu des adaptations nécessaires.

6.1.3. Tout émetteur visé à la présente section qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui transfère des émissions de gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 à l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre émetteur assujéti à l'obligation de déclarer ses émissions doit lui fournir toutes les données nécessaires à la déclaration pour la période concernée.

Tout émetteur visé à l'article 6.1.2 ou tout émetteur visé aux articles 6.1 ou 6.1.1 qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui effectue l'une des opérations énoncées au premier alinéa de l'article 6.1.2 doit, lorsqu'il cesse cette opération, en aviser le ministre dans les plus brefs délais.

4. L'article 6.2 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement, dans le premier alinéa, de « 6.1 ou 6.1.1 » par « 6.1, 6.1.1 ou 6.1.2 »;

2° par l'insertion, dans le paragraphe 5° du premier alinéa, à la fin, de « , en spécifiant, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles »;

3° par l'insertion, après le paragraphe 5° du premier alinéa, du paragraphe suivant :

« 5.1° la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre reçues en transfert d'un autre établissement et les quantités d'émissions afférentes à cette opération, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'origine de ces émissions, en spécifiant, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles; »;

4° par l'insertion, après le sous-paragraphe iii. du sous-paragraphe *b)* du paragraphe 8° du premier alinéa, des sous-paragraphe suivants :

« *b.1)* la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les quantités d'émissions afférentes à chacune de ces opérations, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'opération ou de transfert, en spécifiant le type d'émissions parmi ceux mentionnés ci-dessous et, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b.2) la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre reçues en transfert d'un autre établissement et les quantités d'émissions afférentes à cette opération, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'origine de ces émissions, en spécifiant le type d'émissions parmi ceux mentionnés ci-dessous et, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂; ».

TEXTE MODIFIÉ

6.2. L'émetteur visé à l'article [6.1](#), [6.1.1](#) ou [6.1.2](#) doit, au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, produire au ministre par voie électronique, en utilisant le formulaire accessible en ligne sur le site Internet du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, une déclaration de ses émissions de gaz à effet de serre de l'année civile précédente comprenant les renseignements suivants:

1° la quantité totale de ses émissions de gaz à effet de serre en tonnes métriques en équivalent CO₂, excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les émissions déclarées selon les protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2, calculée selon l'équation suivante:



Où:

CO₂éq. = Émissions annuelles totales de gaz à effet de serre, en tonnes métriques équivalentes de CO₂;

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

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

n = Nombre de gaz à effet de serre émis;

i = Chaque type de gaz à effet de serre.

La quantité totale en équivalent CO_2 calculée en application du présent paragraphe est arrondie au nombre entier supérieur;

2° la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre visé à l'annexe A.1, en tonnes métriques, en excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les émissions déclarées selon les protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2;

2.1° dans le cas d'une personne ou municipalité exploitant une entreprise qui distribue des carburants et des combustibles, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion ou l'utilisation des carburants et des combustibles distribués, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

2.2° dans le cas d'une personne ou d'une municipalité qui exploite une entreprise faisant l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec, à l'exception de celle produite sur un territoire d'une entité partenaire visée à l'annexe B.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) ou d'une province ou d'un territoire du Canada, pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production de cette électricité, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

2.2.1° dans le cas d'une personne ou d'une municipalité qui exploite une entreprise faisant l'exportation d'électricité produite au Québec, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production de cette électricité, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

2.3° pour les établissements des secteurs visés à l'annexe A du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, la quantité totale de ses émissions de gaz à effet de serre en tonnes métriques en équivalent CO_2 , en excluant les émissions ayant été captées, stockées, valorisées ou transférées hors de l'établissement, les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions calculées conformément aux protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2;

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

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

4.1° la quantité totale d'émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles à des fins autres que la combustion, en tonnes métriques;

4.2° la quantité et la description de la biomasse utilisée de chacune des catégories suivantes:

a) la biomasse forestière, en précisant la quantité et en faisant la description des résidus suivants:

i. les résidus forestiers primaires, c'est-à-dire les résidus résultant des activités d'aménagement forestier tels les parties d'arbres, les rémanents, les tronçons d'arbres commerciaux et non commerciaux, les rameaux et le feuillage;

ii. les résidus forestiers secondaires, c'est-à-dire les résidus de procédés industriels ou de produits conjoints tels les copeaux, les sciures, les rabotures et les écorces;

iii. les résidus forestiers tertiaires, c'est-à-dire les résidus de construction, de démolition et de procédé d'emballage;

b) la biomasse agricole, en précisant la quantité et en faisant la description des résidus suivants:

i. les résidus animaux;

ii. les résidus végétaux;

c) la biomasse municipale;

d) tout autre type de biomasse non visée aux sous-paragraphes a à c;

5° la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les quantités d'émissions afférentes à chacune de ces opérations, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'opération ou de transfert, en spécifiant, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles;

5.1° la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre reçues en transfert d'un autre établissement et les quantités d'émissions afférentes à cette opération, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'origine de ces émissions, en spécifiant, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles;

6° les méthodes de calcul utilisées conformément à l'article 6.3;

7° dans le cas des types d'entreprise, d'établissement ou d'installation ou des types d'activité, de procédé ou d'équipement n'ayant pas de protocole spécifique prévu à

l'annexe A.2 ou dont les émissions de gaz à effet de serre ont été calculées en vertu du deuxième alinéa de l'article 6.3:

a) la quantité d'émissions de chaque gaz à effet de serre visé à l'annexe A.1 attribuables à l'exercice de chaque type d'activité ou à l'utilisation de chaque type de procédé ou d'équipement, en tonnes métriques, en excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement;

b) les émissions de CO₂ attribuables à la combustion et à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles, en tonnes métriques;

c) les facteurs ou les taux d'émission utilisés ainsi que leur provenance, leur référence ou leur méthode de détermination;

8° dans le cas d'un émetteur visé à l'article 6.6:

a) le cas échéant, la quantité totale annuelle d'unités étalons relatives à ses activités;

b) les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, et le cas échéant, pour chaque unité étalon, en excluant les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions calculées conformément aux protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2, soit:

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b.1) la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les quantités d'émissions afférentes à chacune de ces opérations, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'opération ou de transfert, en spécifiant le type d'émissions parmi ceux mentionnés ci-dessous et, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b.2) la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre reçues en transfert d'un autre établissement et les quantités d'émissions afférentes à cette opération, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'origine de ces émissions, en spécifiant le type d'émissions parmi ceux mentionnés ci-dessous et, dans le cas des

émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) pour une nouvelle installation conformément au paragraphe 11 de l'article 3 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre, les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, et le cas échéant, pour chaque unité étalon, en excluant les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions calculées conformément aux protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2, soit:

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

9° (*paragraphe abrogé*).

Lorsque l'installation ou l'établissement est muni d'un système de mesure en continu des émissions de CO₂ et que l'émetteur doit, conformément au présent règlement, indiquer les émissions par type, c'est-à-dire celles attribuables à la combustion, aux procédés fixes ou autres, il doit pour chaque type d'émissions:

1° estimer les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion ainsi que les émissions autres à l'aide des facteurs d'émissions indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7 de l'annexe A.2. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA), le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le National Council for Air and Stream Improvement (NCASI) ou le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD);

2° déterminer les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables aux procédés fixes en soustrayant de la donnée mesurée par le système de mesure en continu des émissions de CO₂ les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion et les émissions autres estimées conformément au paragraphe 1.

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.

5. L'article 6.4 de ce règlement est modifié par le remplacement, dans le premier alinéa, de « 6.1 ou 6.1.1 » par « 6.1, 6.1.1 ou 6.1.2 ».

TEXTE MODIFIÉ

6.4. L'émetteur visé à l'article [6.1, 6.1.1 ou 6.1.2](#) doit joindre aux renseignements visés à l'article 6.2 les renseignements suivants:

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

2° *(paragraphe abrogé)*;

3° le numéro d'entreprise du Québec (NEQ) qui lui est attribué lorsqu'il est immatriculé en vertu de la Loi sur la publicité légale des entreprises (chapitre P-44.1) ainsi que, le cas échéant, 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 6 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. L'article 6.9 de ce règlement est modifié par l'insertion, après le paragraphe 7°, des paragraphes suivants :

« 7.0.1° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1 captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement pour chaque type d'émissions, soit :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7.0.2° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1 reçues en transfert d'un autre établissement pour chaque type d'émissions, soit :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂; ».

TEXTE MODIFIÉ

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

1° le nom et les coordonnées de l'organisme de vérification et de son représentant ainsi que du vérificateur en chef, de la personne chargée de la revue interne du processus de vérification et des autres membres de l'équipe de vérification désignés par l'organisme pour effectuer la vérification;

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

3° les dates de la période au cours de laquelle la vérification a été effectuée;

3.1° le cas échéant, la date de toute visite de l'entreprise, de l'installation ou de l'établissement et, si la visite est effectuée en vertu du deuxième alinéa de l'article 6.8, le cas la justifiant;

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

4.1° l'état d'avancement des actions mises en œuvre afin de corriger les erreurs ou les omissions constatées lors des vérifications précédentes et qui n'ont pas été corrigées;

5° (*paragraphe abrogé*);

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

7° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1, en tonnes métriques, en excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement, les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions déclarées selon les protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2;

7.0.1° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1 captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement pour chaque type d'émissions, soit :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7.0.2° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1 reçues en transfert d'un autre établissement pour chaque type d'émissions, soit :

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7.1° la quantité totale d'unités étalons relatives aux activités de l'émetteur pour l'année de déclaration;

7.2° pour chaque unité étalon, la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, en excluant les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6, soit:

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7.3° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation des carburants et des combustibles distribués pour consommation au Québec, en tonnes métriques en équivalent CO₂, calculées conformément au paragraphe 1 du premier alinéa de la partie QC.30.2 du protocole QC.30 de l'annexe A.2;

7.4° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'acquisition par l'émetteur d'électricité produite à l'extérieur du Québec, à l'exception de celle produite sur un territoire d'une entité partenaire visée à l'annexe B.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) ou d'une province ou d'un territoire du Canada, pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec, ainsi que la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'exportation d'électricité, en tonnes métriques en équivalent CO₂, calculées conformément au protocole QC.17 de l'annexe A.2;

7.5° dans le cas où le vérificateur constate qu'une portion de la quantité déclarée d'émissions de gaz à effet de serre ou d'unités étalons n'a pas été déterminée conformément au présent règlement et que l'erreur se rapportant à ces émissions ou à ces unités est égale ou supérieure au seuil d'importance relative calculé conformément au premier alinéa de l'article 6.7, une estimation de l'incertitude absolue et de l'incertitude relative afférentes à ces émissions ou de ces unités effectuée de la manière suivante:

Incertainitude absolue = | Quantité déclarée non conforme - Quantité documentée |

Incertainitude relative = (Incertainitude absolue ÷ Quantité totale déclarée) × 100%

Où:

Quantité déclarée non conforme = Portion de la quantité déclarée d'émissions de gaz à effet de serre ou d'unités étalons déterminée comme non conforme par le vérificateur;

Quantité documentée = Portion de la quantité déclarée non conforme qui est réévaluée par le vérificateur à l'aide de factures, de registres d'exploitation, d'instruments de mesure ou des données afférentes au procédé;

Quantité totale déclarée = Quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre déclarée et visée au paragraphe 7, 7.3 ou 7.4 ou quantité totale d'unités étalons déclarée et visée au paragraphe 7.1;

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

9° une déclaration de conflits d'intérêts incluant les éléments suivants:

a) le nom, les coordonnées et les secteur et sous-secteur d'activité liés à la portée d'accréditation de l'organisme de vérification ainsi que le nom et les coordonnées du vérificateur en chef, de la personne chargée de la revue interne du processus de vérification et des autres membres de l'équipe de vérification désignés par l'organisme pour effectuer la vérification;

b) une copie de l'organigramme de l'organisme de vérification ainsi que les noms et les coordonnées des sous-traitants ayant participé à la vérification;

c) une attestation signée par le représentant de l'organisme de vérification à l'effet que les exigences de l'article 6.10 sont satisfaites et que le risque de conflit d'intérêts est acceptable;

10° une confirmation écrite de la part du vérificateur que la calibration des équipements servant à mesurer les paramètres requis pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre soumises à la vérification ou de la quantité d'unités étalons, suivant les exigences prévues au deuxième alinéa de l'article 7.1, a été vérifiée.

7. L'article 9 de ce règlement est modifié par l'insertion, après « l'article 6.1, 6.1.1, », de « 6.1.2, ».

TEXTE MODIFIÉ

9. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant de 350 \$ dans le cas d'une personne physique ou de 1 500 \$ dans les autres cas peut être imposée à quiconque fait défaut de transmettre, selon les conditions prévues, une information, un renseignement, un avis, une attestation ou une déclaration, tel que prescrit par l'un ou l'autre des articles 4, 5, 5.1 ou 5.2, par le quatrième alinéa de l'article 6 ou par l'article 6.1, 6.1.1, [6.1.2](#), 6.2, 6.4 ou 6.5.

8. L'article 9.4 de ce règlement est modifié par l'insertion, après « l'article 6.1, 6.1.1, », de « 6.1.2, ».

TEXTE MODIFIÉ

9.4. Quiconque contrevient à l'article 4, 5, 5.1 ou 5.2, au quatrième alinéa de l'article 6 ou à l'article 6.1, 6.1.1, [6.1.2](#), 6.2, 6.4 ou 6.5 commet une infraction et est passible:

1° dans le cas d'une personne physique, d'une amende de 2 000 \$ à 100 000 \$;

2° dans les autres cas, d'une amende de 6 000 \$ à 600 000 \$.

9. L'annexe A.2 de ce règlement est modifiée :

1° dans le protocole QC.1 :

a) par l'insertion dans le paragraphe 2° de QC.1.3.2, dans QC.1.3, après « du gaz naturel », de « ou du biométhane »;

TEXTE MODIFIÉ

QC.1.3.2. Méthode de calcul utilisant le facteur d'émission de CO₂ par défaut du combustible et le pouvoir calorifique supérieur indiqué par le fournisseur du combustible ou celui déterminé par l'émetteur

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes peuvent être calculées:

1° dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6 qui utilise:

a) tout type de combustible, autre que des matières résiduelles collectées par une municipalité, pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7, selon l'équation 1-2;

b) des matières résiduelles collectées par une municipalité ainsi que tout biocombustible solide visé au tableau 1-3 prévu à QC.1.7 lorsque la combustion de ces combustibles produit de la vapeur, selon l'équation 1-3;

2° dans le cas d'un émetteur visé à l'article 6.6 qui utilise du gaz naturel ou du biométhane dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 GJ par millier de mètres cubes mais inférieur ou égal à 40,98 GJ par millier de mètres cubes ou qui utilise un combustible visé au tableau 1-2 ou un biocombustible, selon l'équation 1-2.

[...]

b) dans QC.1.5 :

i. par l'insertion, dans le paragraphe 2° du premier alinéa de QC.1.5.1, à la fin, de « ou du biométhane »;

TEXTE MODIFIÉ

QC.1.5.1. Fréquence d'échantillonnage du combustible

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

1° annuellement dans le cas de biocombustibles et de combustibles dérivés de matières résiduelles pour lesquels les émissions de CO₂ sont calculées selon les équations 1-2 et 1-4;

2° semestriellement dans le cas du gaz naturel ou du biométhane;

[...]

ii. par l'insertion, dans le sous-paragraphe a) de l'équation 1-17 de QC.1.5.4, après « du gaz naturel », de « ou du biométhane »;

TEXTE MODIFIÉ

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 à la plus récente version de la norme ASTM D1826, intitulée «Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter», ASTM D3588, intitulée «Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels», ASTM D4891, intitulée «Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion», ou GPA 2261, intitulée «Analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by gas chromatography» et publiée par Gas Processors Association (GPA), ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

b) en déterminant à plus ou moins 5% le pouvoir calorifique supérieur au moyen d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions;

c) lorsque le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ne permet que de déterminer le pouvoir calorifique inférieur, en convertissant le résultat en pouvoir calorifique supérieur selon l'équation 1-17:

Équation 1-17

$$PCS = PCI \times FC$$

Où:

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du combustible ou du mélange de combustibles, en gigajoules par millier de mètres cubes aux conditions de référence;

PCI = Pouvoir calorifique inférieur du combustible ou du mélange de combustibles, en gigajoules par millier de mètres cubes 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 ou du biométhane, 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 2 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;

[...]

iii. par l'insertion, dans le sous-paragraphe a) du paragraphe 3° du deuxième alinéa de QC.1.5.5, après « le gaz naturel », de « , le biométhane »;

TEXTE MODIFIÉ

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

[...]

La teneur en carbone de même que la masse moléculaire ou la fraction moléculaire doivent être déterminées à l'aide des résultats d'échantillonnage et d'analyse indiqués par le fournisseur du combustible ou à l'aide des échantillonnages effectués par l'émetteur en utilisant les 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 plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

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

a) conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5291, 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 plus récente version de la norme ASTM D3238, intitulée «Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by n-d-M Method», et à la plus récente version de l'une ou l'autre des

normes ASTM D2502, intitulée «Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements», et ASTM D2503, intitulée «Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurements of Vapor Pressure»;

d) selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

3° dans le cas de combustibles gazeux, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D1945, intitulée «Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography», ASTM D1946, intitulée «Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography», ou ASTM D2163, intitulée «Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propane/Propene Mixtures by Gas Chromatography», selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou en mesurant à plus ou moins 5% la teneur en carbone du combustible à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, à la fréquence suivante:

a) hebdomadairement pour le gaz naturel, [le biométhane](#) et le biogaz;

b) quotidiennement pour tous les autres types de combustibles gazeux;

[...]

c) dans QC.1.7 :

i. dans le tableau 1-1 :

a. par l'insertion, après la ligne des combustibles gazeux intitulée « Gaz naturel », de la ligne suivante :

«		
Biométhane		38,32
		»;

b. par le remplacement de la ligne des combustibles gazeux intitulée « Gaz d'enfouissement (portion méthane) » par la ligne suivante :

«		
Gaz d'enfouissement (portion méthane)		37,03
		»;

c. par le remplacement de la ligne des combustibles gazeux intitulée « Biogaz (portion méthane) » par la ligne suivante :

«		
Biogaz (portion méthane)		37,03
		»;

TEXTE MODIFIÉ

QC.1.7. Tableaux

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

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

Combustibles liquides	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/kl)
Asphalte et bitume routier	44,46
Essence aviation	33,52
Diesel	38,30
Carburéacteur	37,40
Kérosène	37,68
Propane	25,31
Éthane	17,22
Butane	28,44
Lubrifiants	39,16
Essence	34,87
Mazout léger n°1	38,78
Mazout léger n°2	38,50
Mazout lourd (n ^{os} 5 et 6)	42,50
Pétrole brut	39,16
Naphta	35,17

Matières premières pétrochimiques	35,17
Coke de pétrole liquéfié	46,35
Éthanol-100%	23,41
Biodiesel-100%	35,67
Gras animal fondu	34,84
Huile végétale	33,44
Combustibles solides	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/t)
Charbon anthraciteux	27,70
Charbon bitumineux	26,33
Charbon bitumineux étranger	29,82
Charbon subbitumineux	19,15
Lignite	15,00
Coke de charbon	28,83
Coke de pétrole solide	34,89
Déchets ligneux (résidus de bois) base sèche	19,20
Liqueur usée de cuisson base sèche	14,20
Matières résiduelles collectées par une municipalité	11,57
Tourbe	9,30
Pneus	32,80

Sous-produits agricoles ¹	9,59
Sous-produits de la biomasse ²	30,03
Combustibles gazeux	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/10³m³)
Gaz naturel	38,32
<u>Biométhane</u>	<u>38,32</u>
Gaz de cokerie	19,14
Gaz de distillation	36,08
Gaz d'enfouissement (portion méthane)	<u>37,03</u> 31,33
Biogaz (portion méthane)	<u>37,03</u> 31,33
Acétylène	54,80

1. Sous-produits qui ne sont pas destinés à la consommation.

2. Résidus animaux et végétaux, excluant les résidus de bois et la liqueur usée de cuisson.

ii. dans le tableau 1-3 :

a. par le remplacement de la ligne des combustibles et biocombustibles gazeux intitulée « Gaz d'enfouissement (portion méthane) » par la ligne suivante :

«

Gaz d'enfouissement (portion méthane)	1,830	49,41	0,095	2,566	0,019	0,513
---------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

»;

b. par le remplacement de la ligne des combustibles et biocombustibles gazeux intitulée « Biogaz (portion méthane) » par la ligne suivante :

«

Biogaz (portion méthane)	1,830	49,41	0,095	2,566	0,019	0,513
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

»;

TEXTE MODIFIÉ

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

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

Combustibles biocombustibles liquides	et	CO ₂	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O
		(kg/l)	(kg/GJ)	(g/l)	(g/GJ)	(g/l)	(g/GJ)
Essence aviation		2,342	69,87	2,200	65,630	0,230	6,862
Diesel		2,663	69,53	0,133	3,473	0,400	10,44
Carburéacteur		2,534	67,75	0,080	2,139	0,230	6,150
Kérosène							
- Services d'électricité		2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Usages industriels		2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Autoconsommation		2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels		2,534	67,25	0,026	0,690	0,031	0,823
Propane							
- Secteur résidentiel		1,510	59,66	0,027	1,067	0,108	4,267
- Autres secteurs		1,510	59,66	0,024	0,948	0,108	4,267
Éthane		0,976	56,68	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Butane		1,730	60,83	0,024	0,844	0,108	3,797
Lubrifiants		1,410	36,01	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Essence		2,289	65,40	2,700	77,140	0,050	1,429

Mazout léger						
- Services d'électricité	2,725	70,23	0,180	4,639	0,031	0,799
- Usages industriels	2,725	70,23	0,006	0,155	0,031	0,799
- Autoconsommation	2,643	68,12	0,006	0,155	0,031	0,799
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	2,725	70,23	0,026	0,670	0,031	0,799
Mazout lourd (n ^{os} 5 et 6)						
- Services d'électricité	3,124	73,51	0,034	0,800	0,064	1,506
- Usages industriels	3,124	73,51	0,12	2,824	0,064	1,506
- Autoconsommation	3,158	74,31	0,12	2,824	0,064	1,506
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	3,124	73,51	0,057	1,341	0,064	1,820
Naphta	0,625	17,77	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Matières premières pétrochimiques	0,556	14,22	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Coke de pétrole liquéfié	3,826	82,55	0,12	2,589	0,0265	0,572
Éthanol (100%)	1,519	64,9	2,7	S. O.	0,05	S. O.
Biodiesel (100%)	2,497	70	0,133	S. O.	0,4	S. O.
Gras animal fondu	2,348	67,4	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

Huile végétale	2,585	77,3	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Biocombustibles et autres combustibles solides	CO₂	CO₂	CH₄	CH₄	N₂O	N₂O
	(kg/kg)	(kg/GJ)	(g/kg)	(g/GJ)	(g/kg)	(g/GJ)
Déchets ligneux (résidus de bois) base sèche	1,799	93,7	0,576	30	0,077	4
Liqueur usée de cuisson (base sèche)	1,304	91,8	0,041	2,9	0,027	1,9
Sous-produits agricoles ¹	1,074	112	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Sous-produits de la biomasse ²	3,000	100	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Coke de charbon	2,480	86,02	0,03	1,041	0,02	0,694
Coke de pétrole solide	3,386	97,07	1,058	30,33	0,139	3,98
Pneus	2,650	80,8	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Combustibles et biocombustibles gazeux	CO₂	CO₂	CH₄	CH₄	N₂O	N₂O
	(kg/m³)	(kg/GJ)	(g/m³)	(g/GJ)	(g/m³)	(g/GJ)
Gaz de cokerie	0,879	45,92	0,037	1,933	0,0350	1,829
Gaz de distillation	1,75	48,50	S. O.	S. O.	0,0222	0,615
Gaz d'enfouissement (portion méthane)	<u>1,830</u> 1,546	<u>49,41</u> 49,35	0,095	<u>2,566</u> 3,03	0,019	<u>0,513</u> 0,6
Biogaz (portion méthane)	<u>1,830</u> 1,546	<u>49,41</u> 49,35	0,095	<u>2,566</u> 3,03	0,019	<u>0,513</u> 0,6
Acétylène	3,7193	67,87	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

1. Sous-produits qui ne sont pas destinés à la consommation. 2. Résidus animaux et végétaux, excluant les résidus de bois et la liqueur usée de cuisson.

iii. par l'insertion, dans le titre du tableau 1-4, à la fin, de « ou du biométhane »;

TEXTE MODIFIÉ

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

[...]

iv. par l'insertion, dans le titre du tableau 1-7, après « du gaz naturel », de « ou du biométhane »;

TEXTE MODIFIÉ

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

[...]

2° dans le protocole QC.16 :

a) par l'insertion, dans le premier alinéa de QC.16.2, à la fin, du paragraphe suivant :

« 19° l'énergie totale consommée, en gigajoules, calculée selon l'équation suivante :

$$Q_{QC.16 \text{ (consommée)}} = \sum_{k=0}^n PCS_k Combustible_k ,$$

Où:

$Q_{QC.16 \text{ (consommée)}}$ = quantité d'énergie totale consommée annuellement pour générer la vapeur, en gigajoules;

n = Nombre de combustibles consommés;

k = Combustibles;

$Combustible_k$ = Masse ou volume du combustible brûlé annuellement du combustible k, soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

PCS_k = Pouvoir calorifique supérieur déterminé conformément à QC.1.3.1 ou à QC.1.3.2, pour chaque type de combustible, soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide. »;

TEXTE MODIFIÉ

QC.16.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants, pour chaque équipement fixe de combustion:

[...]

19° l'énergie totale consommée, en gigajoules, calculée selon l'équation suivante :

$$Q_{QC.16 \text{ (consommée)}} = \sum_{k=0}^n PCS_k \text{ Combustible}_k$$

Où:

$Q_{QC.16 \text{ (consommée)}}$ = quantité d'énergie totale consommée annuellement pour générer la vapeur, en gigajoules;

n = Nombre de combustibles consommés;

k = Combustibles;

Combustible_k = Masse ou volume du combustible brûlé annuellement du combustible k , soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

PCS_k = Pouvoir calorifique supérieur déterminé conformément à QC.1.3.1 ou à QC.1.3.2, pour chaque type de combustible, soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide.

[...]

b) par l'insertion, dans le paragraphe 1° de QC.16.3.2, dans QC.16.3, à la fin, du sous-paragraphe suivant :

« c) dans le cas des autres combustibles visés au tableau 1-2, conformément à QC.1.3.1, QC.1.3.2 ou QC.1.3.3; »;

TEXTE MODIFIÉ

QC.16.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité, à l'épuration des gaz acides et aux installations géothermiques doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.16.3.1 à QC.16.3.4.

[...]

QC.16.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité peuvent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes:

1° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustible le gaz naturel ou un combustible visé au tableau 1-2:

a) lorsque le pouvoir calorifique supérieur du gaz est égal ou supérieur à 36,3 MJ/m³ mais inférieur ou égal à 40,98 MJ/m³ aux conditions de référence, conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.2;

b) lorsque le pouvoir calorifique supérieur du gaz est inférieur à 36,3 MJ/m³ ou supérieur à 40,98 MJ/m³ aux conditions de référence, conformément à QC.1.3.3;

c) dans le cas des autres combustibles visés au tableau 1-2, conformément à QC.1.3.1, QC.1.3.2 ou QC.1.3.3;

[...]

3° par le remplacement, dans le protocole QC.17, du tableau 17-1 de QC.17.4 par le suivant :

« Tableau 17-1. Facteurs d'émission de gaz à effet de serre par défaut pour les provinces canadiennes ainsi que pour certains marchés nord-américains, en tonnes métriques en équivalent CO₂ par mégawattheure

Provinces canadiennes et marchés nord-américains	Facteur d'émission par défaut (tonne métrique de GES /MWh)
Terre-Neuve et Labrador	0,016
Nouvelle-Écosse	0,664
Nouveau-Brunswick	0,292
Québec	0,001
Ontario	0,028
Manitoba	0,002
Vermont	0,005
New England Independent System Operator (NE-ISO), comprenant en tout ou en partie les États suivants: - Connecticut - Massachusetts - Maine - Rhode Island - Vermont - New Hampshire	0,266
New York Independant System Operator (NY-ISO)	0,227
Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection Regional Transmission Organization (PJM-RTO), comprenant en tout ou en partie les États suivants: - Caroline du Nord - Delaware - Indiana	0,439

<ul style="list-style-type: none"> - Illinois - Kentucky - Maryland - Michigan - New Jersey - Ohio - Pennsylvanie - Tennessee - Virginie - Virginie occidentale - District de Columbia 	
<p>Midwest Independent Transmission System Operator (MISO-RTO), comprenant en tout ou en partie les États suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Arkansas - Dakota du Nord - Dakota du Sud - Minnesota - Iowa - Missouri - Wisconsin - Illinois - Michigan - Indiana - Montana - Kentucky - Texas - Louisiane - Mississippi - Manitoba 	0,484
<p>Southwest Power Pool (SPP), comprenant en tout ou en partie les États suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Kansas - Oklahoma - Colorado - Nebraska 	0,478

- Nouveau-Mexique	
- Texas	
- Louisiane	
- Missouri	
- Arkansas	
- Iowa	
- Minnesota	
- Montana	
- Dakota du Nord	
- Dakota du Sud	
- Wyoming	

»;

TEXTE MODIFIÉ

Tableau 17-1. Facteurs d'émission de gaz à effet de serre par défaut pour les provinces canadiennes ainsi que pour certains marchés nord-américains, en tonnes métriques en équivalent CO₂ par mégawattheure

(QC.17.3.1, 3, QC.17.3.2, 1 et 2)

Provinces canadiennes et marchés nord-américains	Facteur d'émission par défaut (tonne métrique de GES /MWh)
Terre-Neuve et Labrador	<u>0,016</u> 0,024
Nouvelle-Écosse	<u>0,664</u> 0,674
Nouveau-Brunswick	<u>0,292</u> 0,292
Québec	<u>0,001</u> 0,002
Ontario	<u>0,028</u> 0,025
Manitoba	<u>0,002</u> 0,001
Vermont	<u>0,005</u> 0,004
New England Independent System Operator (NE-ISO), comprenant en tout ou en partie les États suivants:	<u>0,266</u> 0,259

- Connecticut
- Massachusetts
- Maine
- Rhode Island
- Vermont
- New Hampshire

New York Independant System Operator (NY-ISO)

0,227~~0,207~~

Pennsylvania Jersey
Maryland Interconnection Regional Transmission Organization (PJM-RTO), comprenant en tout ou en partie les États suivants:

- Caroline du Nord
- Delaware
- Indiana
- Illinois
- Kentucky
- Maryland
- Michigan
- New Jersey
- Ohio
- Pennsylvanie
- Tennessee
- Virginie
- Virginie occidentale
- District de Columbia

0,439~~0,420~~

Midwest Independent Transmission System Operator (MISO-RTO), comprenant en tout ou en partie les États suivants:

- Arkansas
- Dakota du Nord

0,484~~0,467~~

- Dakota du Sud
- Minnesota
- Iowa
- Missouri
- Wisconsin
- Illinois
- Michigan
- Indiana
- Montana
- Kentucky
- Texas
- Louisiane
- Mississippi
- Manitoba

Southwest Power Pool (SPP), comprenant en tout ou en partie les États suivants:

- Kansas
- Oklahoma
- Colorado
- Nebraska
- Nouveau-Mexique
- Texas
- Louisiane
- Missouri
- Arkansas
- Iowa
- Minnesota

0,478~~0,462~~

- Montana
- Dakota du Nord
- Dakota du Sud
- Wyoming

4° dans le protocole QC.29 :

a) par le remplacement, dans le tableau 29-1 de QC.29.6, de la ligne intitulée « Type de composantes » par la ligne suivante :

«

Type de composantes	Composantes qui ne font pas l'objet d'une campagne de détection	Composantes qui font l'objet d'une campagne de détection
	Gaz naturel (tonnes/heure)	Gaz naturel (tonnes/heure)

»;

TEXTE MODIFIÉ

Tableau 29-1. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel par type de composantes, lors de sa compression pour son transport terrestre ou pour toute composante utilisant du gaz naturel non-odorisé

(QC.29.3.2, QC.29.3.4, 2, QC.29.4.7, 1, QC.29.4.8, 1 et 3)

Facteurs d'émission des fuites par type de composantes		
Type de composantes	Composantes qui ne font pas l'objet d'une campagne de <u>détection</u> détention	Composantes qui font l'objet d'une campagne de <u>détection</u> détention
		Gaz naturel

	Gaz naturel (tonnes/heure)	(tonnes/heure)
Raccord	4,471 x 10 ⁻⁷	4,484 x 10 ⁻⁵
Vanne de sectionnement	4,131 x 10 ⁻⁶	1,275 x 10 ⁻⁴
Vanne de commande	1,650 x 10 ⁻⁵	8,205 x 10 ⁻⁵
Vanne de décharge du compresseur	3,405 x 10 ⁻³	5,691 x 10 ⁻³
Soupape de surpression	1,620 x 10 ⁻⁴	5,177 x 10 ⁻⁴
Compteur à orifice	4,863 x 10 ⁻⁵	2,076 x 10 ⁻⁴
Autre compteur	9,942 x 10 ⁻⁹	3,493 x 10 ⁻⁷
Régulateur	7,945 x 10 ⁻⁶	1,125 x 10 ⁻⁴
Conduite ouverte à l'atmosphère	9,183 x 10 ⁻⁵	1,580 x 10 ⁻⁴
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes		
Type de composantes		Carbone organique total (m ³ /heure)
Équipement pneumatique à faible échappement		3,88 x 10 ⁻²
Équipement pneumatique à échappement élevé		2,605 x 10 ⁻¹
Équipement pneumatique à échappement intermittent (échappement élevé)		2,476 x 10 ⁻¹
Équipement pneumatique à échappement intermittent (faible échappement)		6,65 x 10 ⁻²
Pompes à diaphragme		1,0542
Pompes à piston		5,917 x 10 ⁻¹

b) dans le tableau 29-6 de QC.29.6 :

ii. par le remplacement de la ligne des pompes intitulée « Generic Piston Pump » par la ligne suivante :

«

Generic Piston Pump	0,5917	0,0005	0,000027	0,0091	-
---------------------	--------	--------	----------	--------	---

»;

ii. par le remplacement de la ligne des pompes intitulée « Generic Diaphragm Pump » par la ligne suivante :

«

Generic Diaphragm Pump	1,0542	0,00202	0,000059	0,0167	-
------------------------	--------	---------	----------	--------	---

».

TEXTE MODIFIÉ

Tableau 29-6. Débits et coefficients de pression indiqués par les fabricants pour les fuites des équipements pneumatiques à échappement élevé, des équipements pneumatiques à échappement intermittent (échappement élevé), des régulateurs de niveau, des régulateurs de pression et des pompes ainsi que des équipements équivalents

(QC.29.3.1, QC.29.3.2)

Type d'équipements	Débit moyen du gaz échappé (m ³ par heure)	Coefficient de pression (m ³ par heure, par kilopascal)	Équipements équivalents
Équipement pneumatique à échappement élevé	0,2605	0,0012	-
Équipement pneumatique à échappement intermittent (échappement élevé)	0,2476	0,0012	-
Régulateur de pression			
Fisher 4150	0,4209	0,0019	4150K, 4150R, 4160, CVS 4150
Fisher C1	0,0649	-	-
Fisher 4660	0,0151	0,0003	4660A
Régulateur de niveau			
Fisher 2500	0,3967	0,0011	2500S, 2503, L3
Fisher 2680	0,1447	-	2900A, 2901, 2901A
Fisher L2	0,2641	0,0012	-
Murphy LS1200	0,2619	0,0012	LS1100, LS1200N,

					LS1200DV O
Norriseal 1001	0,1868	-			1001A, 1001XL
SOR 1530	0,0531	-			-
Positionneur					
Fisher Fieldvue DVC6000	0,2649	0,0011			6030, 6020, 6010
Régulateur de température					
Kimray HT- 12	0,0351	-			-
Capteur					
Fairchild TXI7800	0,1543	0,0009			TXI7850
Fisher 546	0,3547	0,0017			546S
Fisher i2P- 100	0,2157	0,0009			-
Pompes					
		Coefficient de pression d'alimentatio n m3 par heure, par kilopascal	Coefficient de pression d'injection m3 par heure, par kilopascal	Nombre de coups par minute	
Generic Piston Pump	0,5917	0,00050,002 <u>02</u>	0,0000270,0000 <u>59</u>	0,00910,01 <u>67</u>	-
Generic Diaphragm Pump	1,0542	0,002020,00 <u>05</u>	0,0000590,0000 <u>27</u>	0,01670,00 <u>91</u>	-
Morgan HD312	1,1292	0,00418	0,000034	0,0073	HD312-3K, HD312-5K
Texsteam 5100	0,9670	0,0003	0,000034	0,0207	5100LP, 5100H
Williams P125	0,4098	0,00019	0,000024	0,0076	-
Williams P250	0,8022	0,00096	0,000042	0,0079	-
Williams P500	0,6969	0,00224	0,000031	0,0046	-

10. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2024.