



CANADA

CONSOLIDATION

CODIFICATION

**Reduction of Carbon Dioxide
Emissions from Coal-fired
Generation of Electricity
Regulations**

**Règlement sur la réduction des
émissions de dioxyde de
carbone — secteur de
l'électricité thermique au
charbon**

SOR/2012-167

DORS/2012-167

Current to November 14, 2023

À jour au 14 novembre 2023

Last amended on November 30, 2018

Dernière modification le 30 novembre 2018

OFFICIAL STATUS OF CONSOLIDATIONS

Subsections 31(1) and (3) of the *Legislation Revision and Consolidation Act*, in force on June 1, 2009, provide as follows:

Published consolidation is evidence

31 (1) Every copy of a consolidated statute or consolidated regulation published by the Minister under this Act in either print or electronic form is evidence of that statute or regulation and of its contents and every copy purporting to be published by the Minister is deemed to be so published, unless the contrary is shown.

...

Inconsistencies in regulations

(3) In the event of an inconsistency between a consolidated regulation published by the Minister under this Act and the original regulation or a subsequent amendment as registered by the Clerk of the Privy Council under the *Statutory Instruments Act*, the original regulation or amendment prevails to the extent of the inconsistency.

LAYOUT

The notes that appeared in the left or right margins are now in boldface text directly above the provisions to which they relate. They form no part of the enactment, but are inserted for convenience of reference only.

NOTE

This consolidation is current to November 14, 2023. The last amendments came into force on November 30, 2018. Any amendments that were not in force as of November 14, 2023 are set out at the end of this document under the heading “Amendments Not in Force”.

CARACTÈRE OFFICIEL DES CODIFICATIONS

Les paragraphes 31(1) et (3) de la *Loi sur la révision et la codification des textes législatifs*, en vigueur le 1^{er} juin 2009, prévoient ce qui suit :

Codifications comme élément de preuve

31 (1) Tout exemplaire d'une loi codifiée ou d'un règlement codifié, publié par le ministre en vertu de la présente loi sur support papier ou sur support électronique, fait foi de cette loi ou de ce règlement et de son contenu. Tout exemplaire donné comme publié par le ministre est réputé avoir été ainsi publié, sauf preuve contraire.

[...]

Incompatibilité — règlements

(3) Les dispositions du règlement d'origine avec ses modifications subséquentes enregistrées par le greffier du Conseil privé en vertu de la *Loi sur les textes réglementaires* l'emportent sur les dispositions incompatibles du règlement codifié publié par le ministre en vertu de la présente loi.

MISE EN PAGE

Les notes apparaissant auparavant dans les marges de droite ou de gauche se retrouvent maintenant en caractères gras juste au-dessus de la disposition à laquelle elles se rattachent. Elles ne font pas partie du texte, n'y figurant qu'à titre de repère ou d'information.

NOTE

Cette codification est à jour au 14 novembre 2023. Les dernières modifications sont entrées en vigueur le 30 novembre 2018. Toutes modifications qui n'étaient pas en vigueur au 14 novembre 2023 sont énoncées à la fin de ce document sous le titre « Modifications non en vigueur ».

TABLE OF PROVISIONS

Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations

	Overview
1	Purpose
	Interpretation
2	Definitions
	PART 1
	Regulated Units and Emission Limit
	Emission-intensity Limit
3	Limit — 420t/GWh
	Registration
4	Registration
	Substitution of Units and Deferred Application
5	Application of subsection 3(1) — substituted units
6	Deferral of application of subsection 3(1)
	Emergency Circumstances
7	Conditions for application
8	Extension
	Carbon Capture and Storage
	Temporary Exemption — System to be Constructed
9	Application
10	Requirements
11	Implementation report
12	Updated information
13	Revocation — non-satisfaction or misleading information
	Twenty-four Month Exemption — Existing Unit with System
14	Exemption

TABLE ANALYTIQUE

Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon

	Aperçu
1	Objet
	Définitions
2	Définitions
	PARTIE 1
	Groupes réglementés et limite d'émissions
	Limite de l'intensité des émissions
3	420t/GWh
	Enregistrement
4	Enregistrement
	Substitution de groupes et application différée
5	Application du paragraphe 3(1) — substitution de groupes
6	Application différée du paragraphe 3(1)
	Situations d'urgence
7	Conditions de la demande
8	Demande de prolongation
	Captage et séquestration de carbone
	Exemption temporaire — système à construire
9	Demande
10	Exigences rattachées à l'exemption
11	Rapport de mise en oeuvre
12	Mise à jour des renseignements
13	Révocation — non-respect d'exigences ou renseignements trompeurs
	Exemption de vingt-quatre mois — groupe existant avec système construit
14	Exemption

PART 2
Reporting, Sending, Recording and Retention of Information

15 Annual report

16 Electronic report, notice and application

17 Record-making

18 Retention of records and reports

PART 3
Quantification Rules
 Production of Electricity

19 Electricity
 CO₂ Emissions
 Means of Quantification

20 CEMS or fuel-based methods

Continuous Emissions Monitoring System

21 Quantification
 Fuel-based Methods

22 Determination

23 Measured carbon content

24 Quantification based on HHV

Accuracy of Data

25 Measuring devices — installation, maintenance and calibration

26 CEMS

Fuel Sampling and Testing Requirements

27 Fuel sampling

28 Missing Data

PART 4
Coming into Force

29 July 1, 2015

PARTIE 2
Rapports, transmission, consignation et conservation des renseignements

15 Rapport annuel

16 Rapports, avis et demandes électroniques

17 Conservation

18 Conservation des renseignements et des rapports

PARTIE 3
Règles de quantification
 Production d'électricité

19 Quantité
 Émissions de CO₂
 Moyens de quantification

20 Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou méthode fondée sur le type de combustible

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

21 Quantification
 Quantification fondée sur le type de combustible brûlé

22 Calcul

23 Contenu en carbone mesuré

24 Quantification fondée sur le pouvoir calorifique supérieur

Exactitude des données

25 Installation, entretien et étalonnage des instruments de mesure

26 Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Exigences en matière d'échantillonnage et d'analyse

27 Échantillonnage

28 Données manquantes

PARTIE 4
Entrée en vigueur

29 1^{er} juillet 2015

SCHEDULE 1

Registration Report — Information Required

SCHEDULE 2

Technical Feasibility Study — Information Required

SCHEDULE 3

Information on Section 10 Requirements

SCHEDULE 4

Annual Report — Information Required

SCHEDULE 5

List of Fuels

SCHEDULE 6

Auditor's Report — Information Required

ANNEXE 1

Rapport d'enregistrement — renseignements à fournir

ANNEXE 2

Étude de faisabilité technique — renseignements à fournir

ANNEXE 3

Renseignements relatifs aux exigences de l'article 10

ANNEXE 4

Rapport annuel — renseignements à fournir

ANNEXE 5

Liste des combustibles

ANNEXE 6

Rapport du vérificateur — renseignements à fournir

Registration
SOR/2012-167 August 30, 2012

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT,
1999

Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations

P.C. 2012-1060 August 30, 2012

Whereas, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, the Minister of the Environment published in the *Canada Gazette*, Part I, on August 27, 2011, a copy of the proposed *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, substantially in the annexed form, and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Regulations or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

Whereas, pursuant to subsection 93(3) of that Act, the National Advisory Committee has been given an opportunity to provide its advice under section 6^c of that Act;

And whereas, in accordance with subsection 93(4) of that Act, the Governor in Council is of the opinion that the proposed Regulations do not regulate an aspect of a substance that is regulated by or under any other Act of Parliament in a manner that provides, in the opinion of the Governor in Council, sufficient protection to the environment and human health;

Therefore, His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment and the Minister of Health, pursuant to subsections 93(1) and 330(3.2)^d of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, makes the annexed *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*.

^a S.C. 2004, c. 15, s. 31

^b S.C. 1999, c. 33

^c S.C. 2002, c. 7, s. 124

^d S.C. 2008, c. 31, s. 5

Enregistrement
DORS/2012-167 Le 30 août 2012

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE
L'ENVIRONNEMENT (1999)

Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon

C.P. 2012-1060 Le 30 août 2012

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, le ministre de l'Environnement a fait publier dans la *Gazette du Canada* Partie I, le 27 août 2011, le projet de règlement intitulé *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*, conforme en substance au texte ci-après, et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision;

Attendu que, conformément au paragraphe 93(3) de cette loi, le comité consultatif national s'est vu accorder la possibilité de formuler ses conseils dans le cadre de l'article 6^c de celle-ci;

Attendu que le gouverneur en conseil est d'avis que, aux termes du paragraphe 93(4) de cette loi, le projet de règlement ne vise pas un point déjà réglementé sous le régime d'une autre loi fédérale de manière à offrir une protection suffisante pour l'environnement et la santé humaine,

À ces causes, sur recommandation du ministre de l'Environnement et de la ministre de la Santé et en vertu des paragraphes 93(1) et 330(3.2)^d de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*, ci-après.

^a L.C. 2004, ch. 15, art. 31

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2002, ch. 7, art. 124

^d L.C. 2008, ch. 31, art. 5

Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations

Overview

Purpose

1 (1) These Regulations establish a regime for the reduction of carbon dioxide (CO₂) emissions that result from the production of electricity by means of thermal energy using coal as a fuel, whether in conjunction with other fuels or not.

Contents

(2) These Regulations are divided into four Parts as follows:

(a) Part 1 sets out a performance standard for the intensity of CO₂ emissions from regulated units and provides for exceptions based on the substitution of units and for temporary exemptions in relation to emergencies and units integrated with carbon capture and storage systems;

(b) Part 2 sets out requirements for the reporting, sending, recording and retention of information;

(c) Part 3 sets out quantification rules for determining the intensity of CO₂ emissions from regulated units; and

(d) Part 4 provides dates for the coming into force of these Regulations and, in particular, delays the coming into force of the performance standard in respect of standby units until January 1, 2030.

Interpretation

Definitions

2 (1) The following definitions apply in these Regulations.

Act means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*Loi*)

ASTM means ASTM International, formerly known as the American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

auditor means a person who

Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon

Aperçu

Objet

1 (1) Le présent règlement établit un régime visant la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant de la production thermique d'électricité à partir de charbon seul ou combiné avec d'autres combustibles.

Contenu

(2) Le présent règlement est divisé en quatre parties :

a) la partie 1 établit une norme de performance applicable à l'intensité des émissions de CO₂ provenant des groupes réglementés. Elle prévoit les exceptions autorisant la substitution de groupes et établit les exemptions temporaires en cas de situation d'urgence ou d'intégration au groupe d'un système de captage et de séquestration de carbone;

b) la partie 2 prévoit les exigences relatives aux rapports et à la transmission, à la consignation et à la conservation des renseignements;

c) la partie 3 précise les règles de quantification permettant de déterminer l'intensité des émissions de CO₂ provenant des groupes réglementés;

d) la partie 4 prévoit les dates d'entrée en vigueur du présent règlement et fixe une date d'entrée en vigueur différée pour la norme de performance à l'égard des groupes de réserve, soit le 1^{er} janvier 2030.

Définitions

Définitions

2 (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

agent autorisé

a) Dans le cas où la personne responsable est une personne morale, celui de ses dirigeants autorisé à agir en son nom;

(a) is independent of the responsible person who is to be audited; and

(b) has demonstrated knowledge of and experience in

(i) the certification, operation and relative accuracy test audit (RATA) of continuous emission monitoring systems, and

(ii) quality assurance and quality control procedures in relation to those systems. (*vérificateur*)

authorized official means

(a) in respect of a responsible person that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf;

(b) in respect of a responsible person that is an individual, that person or a person authorized to act on that individual's behalf; and

(c) in respect of a responsible person that is another entity, a person authorized to act on that other entity's behalf. (*agent autorisé*)

biomass means a fuel that consists only of non-fossilized, biodegradable organic material that originates from plants or animals but does not come from a geological formation, and includes gases and liquids recovered from organic waste. (*biomasse*)

calendar year [Repealed, SOR/2018-263, s. 1]

capacity factor, in respect of a unit in a calendar year, means the ratio of the quantity of electricity referred to in section 19 that is produced by the unit to the quantity of electricity that would be produced by the unit in the calendar year if it were to operate at its production capacity at all times during the calendar year. (*facteur de capacité*)

coal includes petroleum coke and synthetic gas that is derived from coal or petroleum coke. (*charbon*)

commissioning date means

(a) for an electricity generator that began producing electricity by means of thermal energy using a fuel other than coal, and not in conjunction with coal, but that was converted into a unit before June 23, 2010, the day on which that generator began to produce electricity for sale to the electric grid using fuel other than coal, and not in conjunction with coal; and

(b) dans le cas où elle est une personne physique, celle-ci ou la personne qui est autorisée à agir en son nom;

(c) dans le cas où elle est une autre entité, la personne autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

année civile [Abrogée, DORS/2018-263, art. 1]

ASTM L'ASTM International, auparavant connue sous le nom de American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

biomasse Combustible constitué uniquement de matières organiques biodégradables non fossilisées d'origine végétale ou animale et qui ne provient pas d'une formation géologique. La biomasse comprend les gaz et les liquides récupérés de la décomposition des déchets organiques. (*biomass*)

capacité de production À l'égard d'un groupe et d'une année civile :

a) Soit la puissance maximale continue de ce groupe, exprimée en MW, déclarée le plus récemment aux autorités provinciales compétentes ou à l'opérateur du réseau électrique de la province où le groupe est situé;

b) soit, en l'absence d'une telle déclaration, la quantité maximale d'électricité, exprimée en MW, destinée à la vente qui est produite de façon continue par ce groupe pendant deux heures au cours de l'année en cause. (*production capacity*)

centrale électrique Tous les groupes, bâtiments et autres structures ainsi que les équipements fixes — notamment ceux utilisés pour la séparation et la pressurisation initiale du CO₂ de l'élément de captage d'un système de captage et de séquestration de carbone — situés sur un seul site ou sur des sites adjacents fonctionnant de façon intégrée pour la production d'électricité et dont l'activité principale est la production d'électricité pour la vente au réseau électrique. (*power plant*)

charbon Sont assimilés au charbon le coke de pétrole et le gaz de synthèse provenant du charbon ou du coke de pétrole. (*coal*)

combustible fossile Combustible autre que la biomasse. (*fossil fuel*)

date de mise en service :

a) Dans le cas du générateur qui produisait de l'électricité thermique par suite de la combustion d'un

(b) in any other case, the day on which a unit begins to produce electricity for sale to the electric grid. (*date de mise en service*)

existing unit means a unit that is neither an old unit nor a new unit. (*groupe existant*)

fossil fuel means a fuel other than biomass. (*combustible fossile*)

front end engineering design study means a collection of studies that provide the necessary details to support the carrying out of a construction project for the capture element of a carbon capture and storage system, including

(a) technical drawings and documents that describe the capture element in sufficient detail to permit the tendering of a contract for its construction;

(b) an estimation of the capital cost of the capture element with a margin of error of $\pm 20\%$;

(c) a safety review of the capture element;

(d) a risk assessment of the carbon capture and storage system, namely an assessment of the risks that may delay or prevent the completion of the construction of the system, including technical, economic, environmental, legal and labour-related risks;

(e) a strategy to mitigate those risks; and

(f) a detailed plan to carry out the construction of the carbon capture and storage system, including a schedule for the completion of its major steps. (*étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé*)

gasification system includes a gasification system that is in part located underground. (*système de gazéification*)

GPA means the Gas Processors Association of the United States. (*GPA*)

major equipment means a boiler, gasifier, shift reactor, turbine, air pollution control device, air separation unit, compressor, CO₂ separation system or other equipment that

(a) is manufactured in accordance with specifications in its purchase order and takes more than 12 months after the date of the purchase order to be manufactured and delivered; or

(b) costs \$10,000,000 or more. (*équipement majeur*)

combustible autre que le charbon ou d'un mélange de combustibles sans charbon mais qui est devenu un groupe avant le 23 juin 2010, la date à laquelle ce générateur a commencé à produire ainsi de l'électricité pour la vente au réseau électrique;

b) dans les autres cas, la date à laquelle un groupe commence à produire de l'électricité pour la vente au réseau électrique. (*commissioning date*)

équipement majeur Chaudière, gazogène, convertisseur, turbine, dispositif de contrôle de la pollution atmosphérique, colonne de distillation d'air, compresseur, système de séparation de CO₂ ou toute autre pièce d'équipement dont, selon le cas :

a) la fabrication répond aux spécifications de la commande et le temps de fabrication et de livraison dépasse douze mois après la date de commande;

b) le coût d'achat est d'au moins dix millions de dollars. (*major equipment*)

étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé Ensemble des études permettant de fournir les détails nécessaires à la réalisation d'un projet de construction de l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone, notamment :

a) les dessins techniques et les documents décrivant l'élément de captage de façon suffisamment détaillée pour permettre le lancement d'un processus d'appel d'offres pour sa construction;

b) une estimation du coût des investissements reliés à la construction de cet élément, avec une marge d'erreur de 20 %;

c) une évaluation de la sécurité de l'élément de captage;

d) une évaluation des risques relatifs au système de captage et de séquestration de carbone, notamment les risques susceptibles de ralentir ou d'empêcher la réalisation du projet de construction du système, ainsi que les risques techniques, économiques, environnementaux, juridiques et reliés à la main-d'œuvre;

e) une stratégie visant à limiter ces risques;

f) un plan détaillé du projet de construction du système, y compris un échéancier des principales étapes. (*front end engineering design study*)

new unit means a unit, other than an old unit, whose commissioning date is on or after July 1, 2015. (*groupe nouveau*)

old unit means a unit that has reached the end of its useful life but continues to produce electricity. (*groupe en fin de vie utile*)

operator means the person that operates or has the charge, management or control of a unit. (*exploitant*)

power plant means all units, buildings and other structures and all stationary equipment — including equipment for the separation and initial pressurization of CO₂ of the capture element of a carbon capture and storage system — on a single site, or on adjacent sites that function as a single integrated site, whose primary purpose is the production of electricity for sale to the electric grid. (*centrale électrique*)

production capacity, in relation to a unit and a calendar year, means

(a) the maximum continuous rating of the unit, expressed in MW, as most recently reported to a provincial authority of competent jurisdiction or to the electric system operator in the province where the unit is located; or

(b) if no report has been made, the most electricity that was produced for sale by the unit, expressed in MW, during two continuous hours in that calendar year. (*capacité de production*)

Reference Method means the document entitled *Reference Method for Source Testing: Quantification of Carbon Dioxide Releases by Continuous Emission Monitoring Systems from Thermal Power Generation*, June 2012, published by the Department of the Environment. (*Méthode de référence*)

responsible person means an owner or operator of a unit. (*personne responsable*)

standard m³ has the meaning assigned to a cubic metre at standard pressure and standard temperature by the definition *standard volume* in subsection 2(1) of the *Electricity and Gas Inspection Regulations*. (*m³ normalisé*)

standby unit means an old unit that, for a given calendar year, operates at a capacity factor of 9% or less. (*groupe de réserve*)

unit means physically connected equipment located in a power plant — including boilers and other combustion

exploitant À l'égard d'un groupe, toute personne qui l'exploite ou en a la responsabilité ou la maîtrise. (*operator*)

facteur de capacité À l'égard d'un groupe pour une année civile donnée, la proportion de la quantité d'électricité produite par le groupe, calculée selon l'article 19, par rapport à la quantité d'électricité que celui-ci produirait au cours de l'année à sa capacité de production de façon continue pendant cette année. (*capacity factor*)

GPA La Gas Processors Association des États-Unis. (*GPA*)

groupe Ensemble de l'équipement raccordé qui se trouve à une centrale électrique, notamment chaudières ou autre dispositif de combustion, gazogènes, réacteurs, turbines, générateurs et dispositifs de contrôle des émissions, et qui produit de l'électricité thermique par suite de la combustion de charbon ou d'un mélange de charbon et d'autres combustibles. (*unit*)

groupe de réserve Groupe en fin de vie utile qui fonctionne selon un facteur de capacité de 9 % ou moins au cours d'une année civile donnée. (*standby unit*)

groupe en fin de vie utile Groupe ayant atteint la fin de sa vie utile et qui continue à produire de l'électricité. (*old unit*)

groupe existant Groupe autre qu'un groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile. (*existing unit*)

groupe nouveau Groupe, autre qu'un groupe en fin de vie utile, dont la date de mise en service est au plus tôt le 1^{er} juillet 2015. (*new unit*)

Loi La Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999). (*Act*)

Méthode de référence Le document intitulé *Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions*, juin 2012, publié par le ministère de l'Environnement. (*Reference Method*)

m³ normalisé S'entend de l'expression mètre cube à la pression normale et à la température normale au sens de *volume normal*, au paragraphe 2(1) du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*. (*standard m³*)

personne responsable Le propriétaire ou l'exploitant d'un groupe. (*responsible person*)

devices, gasifiers, reactors, turbines, generators and emission control devices — that operates together to produce electricity by means of thermal energy using coal as a fuel, whether in conjunction with other fuels or not. (*groupe*)

useful life, in respect of a unit, means the period that begins on the commissioning date and ends on

(a) for a unit other than a unit referred to in paragraph (a) of the definition *commissioning date*,

(i) in the case of a unit whose commissioning date is before 1975, the earlier of

(A) December 31 of the calendar year that is 50 years after the commissioning date, and

(B) December 31, 2019, and

(ii) in the case of a unit whose commissioning date is after 1974, the earlier of

(A) December 31 of the calendar year that is 50 years after the commissioning date, and

(B) December 31, 2029; and

(b) for a unit referred to in paragraph (a) of the definition *commissioning date*, 18 months after the applicable date described in paragraph (a). (*vie utile*)

Interpretation of incorporated documents

(2) For the purposes of interpreting documents incorporated by reference into these Regulations, “should” must be read to mean “must” and any recommendation or suggestion must be read as an obligation.

système de gazéification S'entend notamment d'un système de gazéification qui est en partie souterrain. (*gasification system*)

vérificateur Personne qui, à la fois :

a) est indépendante de la personne responsable qui fait l'objet de la vérification;

b) a démontré qu'elle a des connaissances et de l'expérience en ce qui touche :

(i) la certification, l'exploitation et la vérification de l'exactitude relative des systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des émissions,

(ii) les procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité de ces systèmes. (*auditor*)

vie utile Période commençant à la date de mise en service et se terminant à l'une ou l'autre des dates suivantes :

a) s'il s'agit d'un groupe autre qu'un groupe visé à l'alinéa a) de la définition de *date de mise en service* :

(i) dans le cas d'un groupe dont la date de mise en service est antérieure à 1975, la plus rapprochée des dates suivantes :

(A) le 31 décembre de la cinquantième année civile suivant cette date,

(B) le 31 décembre 2019,

(ii) dans le cas d'un groupe dont la date de mise en service est postérieure à 1974, la plus rapprochée des dates suivantes :

(A) le 31 décembre de la cinquantième année civile suivant cette date,

(B) le 31 décembre 2029;

b) s'il s'agit d'un groupe visé à l'alinéa a) de la définition de *date de mise en service*, dix-huit mois après la date applicable visée à l'alinéa a). (*useful life*)

Interprétation des documents incorporés par renvoi

(2) Pour l'interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, toute mention de « should » ainsi que les recommandations et suggestions expriment une obligation.

Standards incorporated by reference

(3) Any standard of the ASTM or GPA that is incorporated by reference into these Regulations is incorporated as amended from time to time.

SOR/2018-263, s. 1.

PART 1

Regulated Units and Emission Limit

Emission-intensity Limit

Limit — 420t/GWh

3 (1) A responsible person for a new unit or an old unit must not, on average, emit with an intensity of more than 420 tonnes CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit for each GWh of electricity produced by the unit during a calendar year.

Quantification of electricity and emissions

(2) The quantity of

(a) electricity referred to in subsection (1) is to be determined in accordance with section 19; and

(b) emissions referred to in subsection (1) are to be determined in accordance with the applicable provisions of sections 20 to 24.

CO₂ released from sorbent

(3) The CO₂ emissions released from the use of sorbent to control the emission of sulphur dioxide from a unit are to be included as CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in that unit for the purpose of subsection (1).

Coal gasification systems

(4) Emissions from a gasification system that produces synthetic gas derived from coal or petroleum coke that is used as a fuel to produce electricity from a unit referred to in subsection (1) are to be included as emissions from that unit, for the purpose of subsection (1), if that coal gasification system has at least one responsible person in common with that unit.

Normes incorporées par renvoi

(3) Dans le présent règlement, tout renvoi à une norme de l'ASTM et de la GPA s'entend de sa version éventuellement modifiée.

DORS/2018-263, art. 1.

PARTIE 1

Groupes réglementés et limite d'émissions

Limite de l'intensité des émissions

420t/GWh

3 (1) Il est interdit à la personne responsable d'un groupe nouveau ou d'un groupe en fin de vie utile d'émettre à une intensité moyenne de plus de 420 tonnes d'émissions de CO₂ provenant de la combustion, par le groupe, de combustibles fossiles pour chaque gigawattheure d'électricité produite par le groupe, au cours d'une année civile donnée.

Quantification de l'électricité produite et des émissions

(2) Pour l'application du paragraphe (1) :

a) la quantité d'électricité produite est calculée selon l'article 19;

b) la quantité des émissions de CO₂ est calculée selon celui des articles 20 à 24 qui s'applique.

Émissions de CO₂ provenant de sorbant

(3) Les émissions de CO₂ attribuables au sorbant utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de soufre provenant du groupe en cause sont incluses dans le calcul des émissions de CO₂ visées au paragraphe (1).

Système de gazéification du charbon

(4) Pour l'application du paragraphe (1), les émissions d'un système de gazéification du charbon qui fournit du gaz de synthèse provenant du charbon ou du coke de pétrole utilisé pour la production d'électricité par le groupe en cause entrent dans le calcul des émissions de ce groupe, si au moins une personne responsable de celui-ci est aussi une personne responsable du système de gazéification.

CCS excluded

(5) The CO₂ emissions from a unit referred to in subsection (1) do not include emissions that

- (a)** are captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture;
- (b)** are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be; and
- (c)** are not subsequently released into the atmosphere.

Partial year application

(6) For greater certainty, if subsection (1) applies in respect of a unit only for a period during a calendar year, that period is considered to be the calendar year for the purpose of that subsection.

SOR/2018-263, s. 2.

Registration

Registration

4 (1) A responsible person for a new unit must register the new unit by sending to the Minister, on or before 30 days after its commissioning date, a registration report that contains the information set out in Schedule 1.

Registration number

(2) On receipt of the registration report, the Minister must assign a registration number to the unit and inform the responsible person of that registration number.

Change of information

(3) If the information provided in the registration report changes or if the unit is decommissioned, the responsible person must, not later than 30 days after the change or decommissioning, send to the Minister a notice that provides the updated information or that indicates the unit has been decommissioned, as the case may be, along with the date of the decommissioning.

SOR/2018-263, s. 3.

Exclusion

(5) Sont exclues du calcul des émissions de CO₂ provenant d'un groupe visé au paragraphe (1) les émissions qui répondent aux critères suivants :

- a)** elles sont captées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente cette activité;
- b)** elles sont transportées et séquestrées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États lorsque ces activités y sont réglementées;
- c)** elles ne sont pas ultérieurement rejetées dans l'atmosphère.

Application pour une année partielle

(6) Il est entendu que, lorsque le paragraphe (1) s'applique à l'égard d'un groupe pour une période donnée au cours de l'année civile, cette période a valeur d'une année civile complète.

DORS/2018-263, art. 2.

Enregistrement

Enregistrement

4 (1) La personne responsable d'un groupe nouveau enregistre ce dernier en transmettant au ministre un rapport d'enregistrement comportant les renseignements figurant à l'annexe 1 au plus tard trente jours après la date de mise en service.

Numéro d'enregistrement

(2) Sur réception du rapport d'enregistrement, le ministre assigne un numéro d'enregistrement au groupe et en informe la personne responsable.

Modification des renseignements

(3) En cas de modification des renseignements fournis dans le rapport d'enregistrement, ou en cas de mise hors service du groupe, la personne responsable transmet au ministre, dans les trente jours qui suivent, un avis indiquant les nouveaux renseignements ou un avis mentionnant la mise hors service du groupe ainsi que la date de celle-ci, selon le cas.

DORS/2018-263, art. 3.

Substitution of Units and Deferred Application

Application of subsection 3(1) — substituted units

5 (1) For the purpose of subsection 3(1), a responsible person for a unit (referred to in this section as the “original unit”) that reaches the end of its useful life during a calendar year may apply to the Minister to have another unit (referred to in this section as the “substituted unit”) substituted for the original unit if the following conditions are satisfied:

- (a) the substituted unit is an existing unit;
- (b) the original unit and the substituted unit have a common owner who has an ownership interest of 50% or more in each of those two units;
- (c) those two units are located in the same province; and
- (d) the production capacity of the substituted unit, during the calendar year preceding the calendar year in which the application is made, was equal to or greater than the production capacity of the original unit during that preceding calendar year.

Period of application

(2) The application must be made in the period that begins on January 1 and that ends on May 31 of the calendar year during which the unit reaches its end of life.

Content of application

(3) The application must include the registration number of the original unit and of the substituted unit and information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (1)(b) to (d) are satisfied.

Granting of substitution

(4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the substitution if the following conditions are satisfied:

- (a) the substituted unit is not a shut-down unit referred to in subsection 6(4);
- (b) the substituted unit is not involved in an exemption granted under subsection 14(4); and
- (c) the Minister is satisfied that the conditions of paragraphs (1)(a) to (d) are satisfied.

Substitution de groupes et application différée

Application du paragraphe 3(1) — substitution de groupes

5 (1) Pour l'application du paragraphe 3(1), la personne responsable d'un groupe qui atteint la fin de sa vie utile au cours d'une année civile peut, sur présentation d'une demande au ministre, être autorisée à substituer au groupe en cause un autre groupe — ci-après le « groupe substitutif » — si les conditions ci-après sont remplies :

- a) le groupe substitutif est un groupe existant;
- b) le propriétaire du groupe en cause détient un titre de participation d'au moins 50 % dans ce groupe et dans le groupe substitutif;
- c) le groupe en cause et le groupe substitutif sont situés dans la même province;
- d) la capacité de production du groupe substitutif, au cours de l'année civile précédant celle où la demande est présentée, est égale ou supérieure à la capacité de production du groupe en cause au cours de la même année civile.

Date de présentation

(2) La demande est présentée au plus tôt le 1^{er} janvier et au plus tard le 31 mai de l'année civile au cours de laquelle le groupe atteint la fin de sa vie utile.

Demande

(3) La demande comporte le numéro d'enregistrement du groupe substitutif et du groupe en cause ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions visées aux alinéas (1)b) à d) sont remplies.

Autorisation

(4) Le ministre autorise la substitution, dans les trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont remplies :

- a) le groupe substitutif n'est pas un groupe mis en arrêt aux termes du paragraphe 6(4);
- b) le groupe substitutif n'entre pas en jeu dans une exemption accordée conformément au paragraphe 14(4);
- c) il est convaincu que les conditions visées aux alinéas (1)a) à d) sont remplies.

Effect

(5) On the granting of the substitution, subsection 3(1) applies in respect of the substituted unit rather than the original unit as of the later of

- (a)** July 1, 2015, and
- (b)** the beginning of the calendar year that follows the calendar year in which the application is made.

Cessation of effect

(6) The substitution referred to in subsection (5) ceases to have effect, and subsection 3(1) applies in respect of the original unit, as of the earliest of

- (a)** the calendar year that follows the day on which the responsible person for that unit and the substituted unit sends the Minister a notice indicating that they wish the substitution to no longer have an effect,
- (b)** the calendar year that follows the day on which the condition of paragraph (1)(b) is no longer satisfied,
- (c)** the calendar year that follows a calendar year during which the production capacity of the original unit was more than the production capacity of the substituted unit referred to in paragraph (1)(d),
- (d)** the calendar year that follows the end of the useful life of the substituted unit, and
- (e)** a calendar year during which electricity is produced by the substituted unit by means of thermal energy using fossil fuel other than coal, and not in conjunction with coal.

SOR/2012-167, s. 5; SOR/2018-263, s. 4.

Deferral of application of subsection 3(1)

6 (1) A responsible person for an existing unit that ceases to produce electricity after June 30, 2015 (referred to in this section as the “shut-down unit”) may apply to the Minister to have the application of subsection 3(1) deferred in respect of another unit or units (referred to in this section as the “deferred units”) for the number of years in the period that begins on January 1 of the calendar year that follows that cessation and that ends on December 31 of the calendar year in which the useful life of the shut-down unit ends. If the application is granted, the application of subsection 3(1) is, in respect of each calendar year in that period, deferred for the deferred unit and the calendar year that begins after the end of

Effet

(5) L'autorisation de la substitution entraîne l'application du paragraphe 3(1) à l'égard du groupe substitutif au lieu du groupe en cause visé au paragraphe (1) à compter de la plus éloignée des dates suivantes :

- a)** le 1^{er} juillet 2015;
- b)** la date qui marque le début de l'année civile suivant celle où la demande est présentée.

Cessation d'effet

(6) La substitution prend fin à la plus rapprochée des années civiles ci-après et le paragraphe 3(1) s'applique alors à l'égard du groupe en cause visé au paragraphe (1) :

- a)** l'année civile qui suit la date à laquelle la personne responsable transmet un avis au ministre indiquant qu'elle ne souhaite plus se prévaloir de l'autorisation visée au paragraphe (4);
- b)** l'année civile qui suit la date à laquelle la condition visée à l'alinéa (1)b n'est plus remplie;
- c)** l'année civile qui suit celle au cours de laquelle la capacité de production du groupe en cause est supérieure à celle du groupe substitutif visé à l'alinéa (1)d);
- d)** l'année civile qui suit la fin de la vie utile du groupe substitutif;
- e)** l'année civile au cours de laquelle le groupe substitutif a produit de l'électricité thermique par suite de la combustion de combustibles fossiles autres que le charbon ou un mélange de charbon et d'autres combustibles.

DORS/2012-167, art. 5; DORS/2018-263, art. 4.

Application différée du paragraphe 3(1)

6 (1) La personne responsable d'un groupe existant qui cesse de produire de l'électricité après le 30 juin 2015 — ci-après « groupe mis en arrêt » — peut, sur présentation d'une demande au ministre, être autorisée à se prévaloir d'une application différée du paragraphe 3(1) à l'égard d'un ou de plusieurs groupes — ci-après « groupes bénéficiaires » — pour le nombre d'années civiles comprises dans la période qui commence le 1^{er} janvier de l'année civile suivant celle au cours de laquelle le groupe existant cesse de produire de l'électricité et se termine le 31 décembre de l'année civile au cours de laquelle ce groupe atteint la fin de sa vie utile. Si elle est autorisée, pour chaque année civile comprise dans cette période, l'application du paragraphe 3(1) est différée, selon ce qui

that deferred unit's useful life that the responsible person specifies in their application.

Conditions of application for deferral

(2) The application may be made only if the following conditions are satisfied:

- (a) the shut-down unit and each of the specified deferred units have a common owner who has an ownership interest of 50% or more in the shut-down unit and in each of those specified deferred units;
- (b) the shut-down unit and each of those specified deferred units are located in the same province; and
- (c) the production capacity of the shut-down unit, during the calendar year preceding the day on which it ceased production, was greater than or equal to the production capacity of each of those specified deferred units during the calendar year preceding the day on which the application was made.

Content of application

(3) The application must be made on or before May 31 of the calendar year preceding the earliest of the specified calendar years referred to in subsection (1) and must

- (a) indicate the calendar years included in the period referred to in subsection (1);
- (b) specify the deferred unit referred to in subsection (1) in respect of each of the calendar years referred to in paragraph (a);
- (c) for each of those specified deferred units in respect of each of those calendar years, specify the calendar year that begins after the end of the useful life of the unit for which the application of subsection 3(1) is to be deferred;
- (d) indicate the registration number of the shut-down unit and of each of the specified deferred units; and
- (e) include information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (2)(a) to (c) are satisfied.

Granting of deferral

(4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the deferral if the following conditions are satisfied:

- (a) the shut-down unit is not a substituted unit referred to in subsection 5(5);

est précisé dans la demande, à l'égard du groupe bénéficiaire précisé et au cours de l'année civile précisée qui suit la fin de la vie utile de ce groupe.

Conditions de la demande

(2) La demande ne peut être présentée que si les conditions ci-après sont remplies :

- a) le propriétaire du groupe mis en arrêt détient un titre de participation d'au moins 50 % dans ce groupe et dans chaque groupe bénéficiaire précisé;
- b) le groupe mis en arrêt et chaque groupe bénéficiaire précisé sont situés dans la même province;
- c) la capacité de production de chaque groupe bénéficiaire précisé, au cours de l'année civile précédant celle où la demande est présentée, est égale ou inférieure à celle du groupe mis en arrêt au cours de l'année civile précédant la date où ce groupe cesse de produire de l'électricité.

Demande

(3) La demande est présentée au plus tard le 31 mai de l'année civile précédant la plus rapprochée des années civiles qui y sont précisées et comporte les renseignements suivants :

- a) chaque année civile comprise dans la période visée au paragraphe (1);
- b) pour chacune des années civiles visées à l'alinéa a), le groupe bénéficiaire en cause;
- c) pour chaque groupe bénéficiaire en cause et à l'égard de chacune de ces années civiles, l'année civile qui suit la fin de la vie utile de ce groupe bénéficiaire et pour laquelle l'application différée du paragraphe 3(1) est demandée;
- d) le numéro d'enregistrement de chaque groupe bénéficiaire et du groupe mis en arrêt;
- e) ceux établissant, documents à l'appui, que les conditions visées aux alinéas (2)a) à c) sont remplies.

Autorisation

(4) Le ministre autorise l'application différée, dans les trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont remplies :

- a) le groupe mis en arrêt n'est pas un groupe substitutif aux termes du paragraphe 5(5);

(b) no deferred unit is a unit that is involved in a temporary exemption granted under subsection 9(3); and

(c) the Minister is satisfied that the conditions of paragraphs (2)(a) to (c) are satisfied;

No recommencement of shut-down unit

(5) It is prohibited for any person to cause the shut-down unit to recommence producing electricity after the application of subsection 3(1) is deferred in respect of a specified deferred unit.

Changes to deferred units

(6) The responsible person referred to in subsection (1) may change the specified deferred unit in respect of a specified calendar year referred to in paragraph (3)(c) by sending a notice to the Minister if that specified calendar year is not one for which the application of subsection 3(1) has been deferred. The notice must include

(a) the registration number of the proposed new specified deferred unit;

(b) the calendar year that begins after the end of the useful life of the proposed new specified deferred unit for which the application of subsection 3(1) is to be deferred; and

(c) information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (2)(a) and (b) are satisfied in respect of the proposed new specified deferred unit and the condition of paragraph (2)(c) is satisfied in respect of each specified deferred unit, including the proposed new specified deferred unit, during the calendar year preceding the day on which the notification is sent.

Allowance of changes

(7) The Minister must, within 30 days after receiving the notification, allow the change if the Minister is satisfied that the demonstration referred to in subsection (6) has been made.

Cessation of effect

(8) Despite subsection (1), the deferral ceases to have effect and subsection 3(1) applies in respect of the specified deferred units as of the earliest of

(a) the calendar year that follows the calendar year in which the application is made, if a shut-down unit referred to in subsection (1) has not ceased to produce electricity by January 1 of that following calendar year,

b) aucun groupe bénéficiaire n'entre en jeu dans une exemption accordée conformément au paragraphe 9(3);

c) il est convaincu que les conditions prévues aux alinéas (2)a) à c) sont remplies.

Groupe mis en arrêt définitivement

(5) Dès lors que l'application différée du paragraphe 3(1) est appliquée à l'égard d'un groupe bénéficiaire précisé, il est interdit de recommencer à produire de l'électricité à partir du groupe mis en arrêt.

Modifications

(6) La personne responsable qui souhaite remplacer le groupe bénéficiaire précisé dans sa demande, à l'égard de toute année civile visée à l'alinéa (3)c) qui n'en est pas une au cours de laquelle ce groupe a bénéficié de l'application différée, transmet un avis au ministre qui comporte les renseignements suivants :

a) le numéro d'enregistrement du groupe bénéficiaire de remplacement;

b) l'année civile qui suit la fin de la vie utile de ce groupe bénéficiaire de remplacement et pour laquelle l'application du paragraphe 3(1) sera différée;

c) les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions des alinéas (2)a) et b) à l'égard de ce groupe sont remplies et que celle de l'alinéa 2c) à l'égard de chacun des groupes bénéficiaires précisés dans la demande, y compris le groupe bénéficiaire de remplacement, est remplie à l'égard de l'année civile précédant la date où l'avis est transmis.

Autorisation

(7) Le ministre autorise le remplacement, dans les trente jours suivant la réception de l'avis, s'il est convaincu que les renseignements fournis établissent que les conditions prévues au paragraphe (6) sont remplies.

Cessation d'effet

(8) Malgré le paragraphe (1), l'application différée prend fin à la plus rapprochée des années civiles ci-après et le paragraphe 3(1) s'applique alors à l'égard de tout groupe bénéficiaire précisé :

a) l'année civile qui suit celle où la demande est présentée, si le groupe mis en arrêt visé au paragraphe (1) continue de produire de l'électricité le 1^{er} janvier de cette année civile;

(b) any calendar year in which a shut-down unit referred to in subsection (1) recommences to produce electricity,

(c) the calendar year that follows the day on which the Minister receives a notice from the responsible person for the shut-down unit and the deferred units indicating that they wish the deferral to no longer have an effect,

(d) the calendar year that follows the day on which the condition of paragraph (2)(a) is no longer satisfied, and

(e) the calendar year that follows a specified calendar year referred to in paragraph (3)(c) in which the specified deferred unit referred to in that paragraph had a production capacity greater than the production capacity of the shut-down unit during the calendar year preceding the day on which it ceased production.

Emergency Circumstances

Conditions for application

7 (1) A responsible person for a unit may, under emergency circumstances described in subsection (2), apply to the Minister for an exemption from the application of subsection 3(1) in respect of the unit if the following conditions are satisfied:

(a) as a result of the emergency circumstances, there is a disruption, or a significant risk of disruption, to the electricity supply in the province where the unit is located; and

(b) the operation of the unit will end, decrease the risk of, or mitigate the consequences of, the disruption.

Criteria of emergency circumstances

(2) An emergency circumstance is a circumstance

(a) that arises due to an extraordinary, unforeseen and irresistible event; or

(b) under which one or more of the measures referred to in paragraph 1(a) of the *Regulations Prescribing Circumstances for Granting Waivers Pursuant to Section 147 of the Act* has been made or issued in the province where the unit is located.

Application

(3) The responsible person must, within 15 days after the emergency circumstance arises, provide the Minister

b) l'année civile au cours de laquelle tout groupe mis en arrêt aux termes du paragraphe (1) recommence à produire de l'électricité;

c) l'année civile qui suit la date de la réception par le ministre d'un avis de la personne responsable indiquant qu'elle ne souhaite plus se prévaloir de l'autorisation prévue au paragraphe (4);

d) l'année civile qui suit la date à laquelle la condition prévue à l'alinéa (2)a) n'est plus remplie;

e) l'année civile qui suit une année civile visée à l'alinéa (3)c) et au cours de laquelle tout groupe bénéficiaire visé à cet alinéa a eu une capacité de production supérieure à celle du groupe mis en arrêt au cours de l'année civile précédant la date où ce groupe cesse de produire de l'électricité.

Situations d'urgence

Conditions de la demande

7 (1) La personne responsable d'un groupe peut, dans une situation d'urgence visée au paragraphe (2), présenter au ministre une demande d'exemption de l'application du paragraphe 3(1) à l'égard de ce groupe si les conditions ci-après sont réunies :

a) la situation d'urgence entraîne une interruption ou un risque important d'interruption de l'approvisionnement en électricité dans la province où ce groupe est situé;

b) l'exploitation du groupe permettra de réduire le risque d'une telle interruption ou d'en atténuer les conséquences ou de rétablir l'approvisionnement en électricité, selon le cas.

Définition de « situation d'urgence »

(2) Une situation d'urgence résulte de l'une ou l'autre des circonstances suivantes :

a) un cas de force majeure;

b) une circonstance dans laquelle l'une ou l'autre des mesures visées à l'alinéa 1a) du *Règlement prévoyant les circonstances donnant ouverture à une exemption en vertu de l'article 147 de la Loi* a été prise au préalable dans la province où le groupe est situé.

Demande

(3) La personne responsable présente au ministre, dans les quinze jours suivant la survenance de la situation

with their application. The application must include the unit's registration number, the date on which the emergency circumstance arose and information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (1)(a) and (b) are satisfied.

Granting of exemption

(4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the exemption if the Minister is satisfied that the conditions of paragraphs (1)(a) and (b) are satisfied.

Period of exemption

(5) The exemption has effect as of the day on which the emergency circumstance arose and ceases to have effect on the earliest of

- (a)** the day that is 90 days after that day,
- (b)** the day specified by the Minister, and
- (c)** the earlier of
 - (i)** the day on which the event referred to in paragraph (2)(a) ceases to cause a disruption, or a significant risk of disruption, to the electricity supply in the province where the unit is located, and
 - (ii)** the day on which the measure, if any, referred to in paragraph (2)(b) ceases to be in effect.

Extension

8 (1) If paragraphs 7(1)(a) and (b) will continue to apply on and after the day on which an exemption granted under subsection 7(4) is to cease to have effect, the responsible person may, before that day, apply to the Minister for an extension of the exemption.

Application

(2) The application must include the unit's registration number and information, with supporting documentation, to demonstrate that

- (a)** paragraphs 7(1)(a) and (b) will continue to apply after the day on which the exemption is to cease to have effect; and
- (b)** steps — other than the operation of the unit during the period of the exemption — have been, and are being, taken to end, decrease the risk of, or mitigate the consequences of, the disruption.

d'urgence, la demande d'exemption comportant le numéro d'enregistrement du groupe en cause, la date à laquelle la situation d'urgence est survenue ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions prévues aux alinéas (1)a) et b) sont réunies.

Décision du ministre

(4) S'il est convaincu que les conditions visées aux alinéas (1)a) et b) sont réunies, le ministre accorde l'exemption dans les trente jours suivant la réception de la demande.

Durée de l'exemption

(5) L'exemption est valide à compter de la date à laquelle la situation d'urgence est survenue jusqu'à la plus rapprochée des dates suivantes :

- a)** le quatre-vingt-dixième jour suivant cette date;
- b)** la date fixée par le ministre;
- c)** celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :
 - (i)** la date à laquelle la circonstance visée à l'alinéa (2)a) cesse d'entraîner l'interruption, ou un risque important d'interruption, de l'approvisionnement en électricité dans la province où ce groupe est situé,
 - (ii)** la date à laquelle la mesure visée à l'alinéa (2)b) cesse de s'appliquer.

Demande de prolongation

8 (1) Si les conditions prévues aux alinéas 7(1)a) et b) persistent au-delà de la durée de l'exemption accordée au titre du paragraphe 7(4), la personne responsable peut, avant l'expiration de l'exemption, présenter au ministre une demande de prolongation de celle-ci.

Demande de prolongation

(2) La demande comporte le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui :

- a)** d'une part, que les alinéas 7(1)a) et b) continueront de s'appliquer après l'expiration de l'exemption accordée au titre du paragraphe 7(4);
- b)** d'autre part, que des mesures — autres que l'exploitation du groupe pendant la durée de l'exemption — ont été prises et sont en voie d'être prises, afin de réduire le risque de l'interruption ou d'en atténuer les conséquences ou de rétablir l'approvisionnement en électricité, selon le cas.

Granting of extension

(3) The Minister must, within 15 days after receiving the application, grant the extension if the Minister is satisfied that paragraphs (2)(a) and (b) have been demonstrated.

Duration

(4) The extension ceases to have effect on the earliest of

- (a)** the day that is 90 days after the day on which the application for the extension was made,
- (b)** the day specified by the Minister, and
- (c)** the day referred to in paragraph 7(5)(c).

Carbon Capture and Storage

Temporary Exemption — System to be Constructed

Application

9 (1) A responsible person for a new unit or an old unit may apply to the Minister for a temporary exemption from the application of subsection 3(1) in respect of the unit if

- (a)** in the case of a new unit, the unit is designed to permit its integration with a carbon capture and storage system that is to be constructed; and
- (b)** in the case of an old unit, the unit may be retrofitted to permit its integration with a carbon capture and storage system that is to be constructed.

Granting and content of application

(2) The application must indicate the unit's registration number and include the following supporting documents and information:

- (a)** a declaration that includes statements indicating that
 - (i)** based on the economic feasibility study referred to in paragraph (b), the unit, when operating with an integrated carbon capture and storage system is, to the best of the responsible person's knowledge and belief, economically viable, and
 - (ii)** based on the technical feasibility study referred to in paragraph (c) and the implementation plan referred to in paragraph (e), the responsible person expects to satisfy the requirements set out in

Décision du ministre

(3) S'il est convaincu que les éléments visés aux alinéas (2)a) et b) sont établis, le ministre autorise la prolongation de l'exemption dans les quinze jours suivant la réception de la demande.

Durée de la prolongation

(4) La prolongation est valide jusqu'à la plus rapprochée des dates suivantes :

- a)** le quatre-vingt-dixième jour suivant la date à laquelle la demande a été présentée;
- b)** la date fixée par le ministre;
- c)** la date visée à l'alinéa 7(5)c).

Captage et séquestration de carbone

Exemption temporaire — système à construire

Demande

9 (1) La personne responsable d'un groupe nouveau ou d'un groupe en fin de vie utile peut présenter au ministre une demande d'exemption temporaire de l'application du paragraphe 3(1) à l'égard du groupe en cause si :

- a)** s'agissant d'un groupe nouveau, celui-ci est conçu pour permettre l'intégration d'un système de captage et de séquestration de carbone, à construire;
- b)** s'agissant d'un groupe en fin de vie utile, celui-ci peut être adapté pour permettre l'intégration d'un tel système, à construire.

Demande et autorisation

(2) La demande comporte le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements et documents à l'appui suivants :

- a)** une déclaration comportant les éléments suivants :
 - (i)** une mention portant qu'à la connaissance de la personne responsable et selon ce qu'elle tient pour véridique l'étude de faisabilité visée à l'alinéa b) démontre la viabilité économique du groupe une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone,
 - (ii)** une mention portant que, selon l'étude de faisabilité visée à l'alinéa c) et le plan de mise en œuvre visé à l'alinéa e), elle prévoit respecter les

section 10 and, as a result, to be in compliance with subsection 3(1) by January 1, 2025;

(b) an economic feasibility study that demonstrates the economic viability of the unit when it operates with an integrated carbon capture and storage system and that

(i) provides project cost estimates, with their margin of error, for the construction of the integrated carbon capture and storage system, and

(ii) identifies the source of financing for that construction;

(c) a technical feasibility study that establishes — based on information referred to in Schedule 2 related to the capture, transportation and storage elements of the carbon capture and storage system — that there are no insurmountable technical barriers to carrying out the following activities:

(i) capturing a sufficient volume of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit to enable the responsible person to comply with subsection 3(1),

(ii) transporting the captured CO₂ emissions to suitable geological sites for storage, and

(iii) storing the captured CO₂ emissions in those suitable geological sites;

(d) a description of any work that has been done to satisfy the requirements set out in section 10, along with the information referred to in Schedule 3 with respect to that work; and

(e) an implementation plan that provides a description of the work to be done, with a schedule for the steps necessary to achieve the following objectives:

(i) satisfaction of the requirements set out in section 10, and

(ii) compliance of the responsible person with subsection 3(1) by January 1, 2025 when the unit is operating with an integrated carbon capture and storage system that captures CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and that transports and stores those emissions in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be.

exigences prévues à l'article 10 afin de se conformer au paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025;

b) une étude de faisabilité démontrant la viabilité économique du groupe une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone et comportant les éléments suivants :

(i) une estimation des coûts du projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone intégré au groupe, y compris la marge d'erreur applicable à cette estimation,

(ii) les sources de financement;

c) une étude de faisabilité technique démontrant, d'après les renseignements énumérés à l'annexe 2 portant sur les éléments de captage, de transport et de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone, qu'aucun obstacle technique insurmontable n'empêche la réalisation des activités suivantes :

(i) capter un volume suffisant d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles à partir du groupe pour permettre à la personne responsable de se conformer au paragraphe 3(1),

(ii) transporter vers des sites de séquestration géologique adéquats les émissions de CO₂ captées,

(iii) séquestrer dans ces sites les émissions de CO₂ captées;

d) une description des travaux réalisés afin de respecter les exigences prévues à l'article 10, accompagnée des renseignements énumérés à l'annexe 3 qui ont trait à la réalisation de ces travaux;

e) un plan de mise en œuvre comportant une description des travaux à réaliser, pour permettre d'atteindre les objectifs ci-après, accompagné d'un échéancier des principales étapes de leur réalisation :

(i) le respect des exigences prévues à l'article 10,

(ii) la conformité de la personne responsable avec le paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025, ceci une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone qui capte les émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et

Granting of temporary exemption

(3) The Minister must, within 120 days after receiving the application, grant the temporary exemption if

- (a)** the application includes the documents referred to in subsection (2); and
- (b)** the information contained in those documents can reasonably be regarded as establishing that
 - (i)** the unit, when operating with an integrated carbon capture and storage system, will be economically viable,
 - (ii)** the capture, transportation and storage elements of the carbon capture and storage system will be technically feasible,
 - (iii)** if applicable, a requirement set out in section 10 has been satisfied by work done before the application was made, and
 - (iv)** the responsible person will satisfy the requirements set out in section 10 and, as a result, will be in compliance with subsection 3(1) by January 1, 2025 when the unit is operating with an integrated carbon capture and storage system.

Duration

(4) A temporary exemption, unless revoked under section 13, remains in effect until December 31, 2024.

SOR/2018-263, s. 5.

Requirements

10 A responsible person who has been granted a temporary exemption in respect of a unit under subsection 9(3) must satisfy the following requirements:

- (a)** carry out a front end engineering design study by January 1, 2020;
- (b)** purchase any major equipment that is necessary for the capture element by January 1, 2021;
- (c)** enter into any contract required for the transportation and storage of CO₂ emissions from the unit by January 1, 2022;

séquestre conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées.

Autorisation

(3) Le ministre autorise l'exemption temporaire dans les cent vingt jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont réunies :

- a)** la personne responsable a fourni les documents visés au paragraphe (2);
- b)** les renseignements contenus dans ces documents peuvent raisonnablement être considérés comme établissant :
 - (i)** la viabilité économique du groupe une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone,
 - (ii)** la faisabilité technique des éléments de captage, de transport et de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone,
 - (iii)** le cas échéant, le respect d'une exigence prévue à l'article 10 à la suite de travaux achevés avant la demande,
 - (iv)** la conformité de la personne responsable avec les exigences prévues à l'article 10 afin de se conformer au paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025, ceci une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone.

Durée

(4) L'exemption temporaire est levée le 31 décembre 2024, sauf si elle est antérieurement révoquée conformément à l'article 13.

DORS/2018-263, art. 5.

Exigences rattachées à l'exemption

10 La personne responsable qui est titulaire d'une exemption temporaire accordée, à l'égard d'un groupe, aux termes du paragraphe 9(3) doit :

- a)** réaliser une étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé, au plus tard le 1^{er} janvier 2020;
- b)** acheter tous les équipements majeurs nécessaires pour l'élément de captage, au plus tard le 1^{er} janvier 2021;

(d) take all necessary steps to obtain all permits or approvals required in relation to the construction of the capture element by January 1, 2022; and

(e) ensure that the unit, when operating with an integrated carbon capture and storage system, captures CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and transports and stores those emissions in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be, by January 1, 2024.

SOR/2018-263, s. 6(E).

Implementation report

11 (1) A responsible person who has been granted a temporary exemption in respect of a unit must, for each calendar year following the granting of the temporary exemption, provide the Minister with an implementation report that indicates the unit's registration number and includes supporting documents that contain the following information:

(a) the steps taken during that year to construct the capture, transportation and storage elements of the carbon capture and storage system and to integrate those elements with the unit;

(b) any requirement set out in section 10 that was satisfied during that year, along with the information and documents referred to in Schedule 3;

(c) a description of the manner in which those steps were carried out or those requirements were satisfied;

(d) any changes, with respect to the information most recently provided to the Minister, to the proposed engineering design for the capture element, to the preferred transportation methods or routes or to the preferred storage sites, for the carbon capture and storage system; and

(e) a description of any steps necessary, with a schedule for those steps, to achieve the following objectives:

(i) the satisfaction of any requirements set out in section 10 that remain to be satisfied, and

(c) conclure tout contrat nécessaire au transport et à la séquestration des émissions de CO₂ provenant du groupe, au plus tard le 1^{er} janvier 2022;

(d) prendre toutes les dispositions nécessaires afin d'obtenir les permis ou autorisations préalables à la construction de l'élément de captage, au plus tard le 1^{er} janvier 2022;

(e) veiller à ce que le système de captage et de séquestration de carbone intégré au groupe capte les émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles par le groupe conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et les séquestre conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées, au plus tard le 1^{er} janvier 2024.

DORS/2018-263, art. 6(A).

Rapport de mise en œuvre

11 (1) La personne responsable qui est titulaire d'une exemption temporaire à l'égard d'un groupe fournit au ministre, pour chaque année civile suivant celle où l'exemption a été accordée, un rapport de mise en œuvre comportant le numéro d'enregistrement de ce groupe ainsi que les renseignements ci-après, documents à l'appui :

(a) une mention des étapes de la construction des éléments de capture, de transport et de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone et de leur intégration au groupe, réalisées au cours de l'année en cause;

(b) une mention des exigences prévues à l'article 10 qui ont été respectées au cours de cette année, accompagnée des renseignements ou documents énumérés à l'annexe 3;

(c) une description des mesures prises pour réaliser ces étapes et de celles prises pour respecter ces exigences;

(d) toute modification apportée aux renseignements fournis préalablement au ministre à l'égard de la conception technique proposée pour l'élément de captage, des méthodes ou des routes privilégiées pour le transport ou des sites de séquestration privilégiés du système de captage et de séquestration de carbone;

(e) une description des mesures à prendre, pour permettre d'atteindre les objectifs ci-après, accompagné d'un échéancier :

(ii) the compliance of the responsible person with subsection 3(1) by January 1, 2025 when the unit is operating with an integrated carbon capture and storage system that captures CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with laws of Canada or a province that regulate that capture and transports and stores those emissions in accordance with laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage.

Due date

(2) The implementation report must be provided by March 31 of the calendar year that follows the calendar year in question.

Updated information

12 If any event occurs or any circumstance arises that may prejudice the ability of the responsible person to achieve an objective referred to in paragraph 11(1)(e), the responsible person must send to the Minister, without delay, a notice that indicates the unit's registration number and contains the following information:

- (a) a description of the event or circumstance and the nature of the prejudice;
- (b) an explanation of how the prejudice is to be overcome in order to ensure that the objective will be achieved; and
- (c) in relation to that explanation, an update to any information previously provided to the Minister under paragraphs 11(1)(c) to (e), together with any necessary supporting documents.

Revocation — non-satisfaction or misleading information

13 (1) The Minister must revoke a temporary exemption granted under subsection 9(3) if

- (a) the responsible person does not satisfy a requirement set out in section 10; or
- (b) any information indicated or contained in the application for the temporary exemption, in an implementation report referred to in section 11 or in a notice referred to in section 12 is false or misleading.

(i) le respect des exigences visées à l'article 10 qui n'ont pas encore été respectées,

(ii) la conformité de la personne responsable avec le paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025 une fois intégré au groupele système de captage et de séquestration de carbone qui capte les émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et séquestre conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées.

Date de présentation

(2) Le rapport de mise en œuvre est fourni au ministre au plus tard le 31 mars de l'année civile suivant l'année civile en cause.

Mise à jour des renseignements

12 En cas de circonstance ou d'événement pouvant limiter la capacité de la personne responsable d'atteindre les objectifs visés à l'alinéa 11(1)e), la personne responsable transmet au ministre, sans délai, un avis comportant le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements suivants :

- a) une description de la circonstance ou de l'événement en question et la nature de la limitation;
- b) une explication des solutions envisagées qui permettront d'atteindre ces objectifs;
- c) à l'égard de cette explication, une mise à jour des renseignements visés aux alinéas 11(1)c) à e) qui ont été fournis au ministre, documents à l'appui.

Révocation — non-respect d'exigences ou renseignements trompeurs

13 (1) Le ministre révoque l'exemption temporaire accordée conformément au paragraphe 9(3) dans les cas suivants :

- a) la personne responsable ne respecte pas l'une ou l'autre des exigences prévues à l'article 10;
- b) certains renseignements fournis lors de la demande ou dans le rapport de mise en œuvre visé à l'article 11 ou dans l'avis visé à l'article 12, sont faux ou trompeurs.

Revocation — implementation report or reasonable grounds

(2) The Minister may revoke the temporary exemption if

- (a)** the responsible person has not provided an implementation report in accordance with section 11;
- (b)** there are reasonable grounds for the Minister to believe that the carbon capture and storage system will not operate so as to capture, transport and store CO₂ emissions as described in paragraph 10(e) by the date referred to in that paragraph; or
- (c)** there are reasonable grounds for the Minister to believe that the responsible person will not emit CO₂ from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with subsection 3(1) by January 1, 2025.

Reasons and representations

(3) The Minister must not revoke the temporary exemption under subsection (1) or (2) unless the Minister has provided the responsible person with

- (a)** written reasons for the proposed revocation; and
- (b)** an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

Twenty-four Month Exemption — Existing Unit with System

Exemption

14 (1) A responsible person for an old unit may, on application made to the Minister, be exempted from the application of subsection 3(1) in respect of the old unit for a period of 24 consecutive months that begins on January 1 of the calendar year that follows the calendar year in which the application is made if the following conditions are satisfied:

- (a)** an existing unit and the old unit have a common owner who has a ownership interest of 50% or more in each of those two units;
- (b)** the production capacity of the existing unit, during the calendar year preceding the calendar year in which the application is made, was equal to or greater than

Révocation — rapport non fourni ou motifs raisonnables

(2) Le ministre peut révoquer l'exemption temporaire dans les cas suivants :

- a)** la personne responsable n'a pas fourni le rapport de mise en œuvre conformément à l'article 11;
- b)** le ministre a des motifs raisonnables de croire que le système de captage et de séquestration de carbone ne sera pas en mesure de capturer, de transporter et de séquestrer les émissions de CO₂ provenant du groupe en cause conformément à l'alinéa 10e) dans le délai qui y est prévu;
- c)** le ministre a des motifs raisonnables de croire que la personne responsable ne sera pas en mesure, au 1^{er} janvier 2025, de respecter la limite d'intensité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe conformément au paragraphe 3(1).

Avis préalable et observations

(3) Le ministre ne peut révoquer l'exemption temporaire au titre des paragraphes (1) ou (2) que s'il prend les mesures suivantes :

- a)** il avise au préalable par écrit la personne responsable des motifs de la révocation projetée;
- b)** il lui donne la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

Exemption de vingt-quatre mois — groupe existant avec système construit

Exemption

14 (1) La personne responsable d'un groupe en fin de vie utile peut être exemptée, sur demande présentée au ministre, de l'application du paragraphe 3(1) à l'égard de ce groupe pour une période de vingt-quatre mois consécutifs débutant le 1^{er} janvier de l'année civile suivant celle où la demande a été présentée si les conditions ci-après sont réunies :

- a)** le propriétaire du groupe en cause détient un titre de participation d'au moins 50 % dans ce groupe et dans un groupe existant;
- b)** la capacité de production du groupe existant, au cours de l'année civile précédant celle où la demande est présentée, est égale ou supérieure à celle du groupe en fin de vie utile au cours de la même année civile;

the production capacity of the old unit during that preceding calendar year;

(c) the existing unit and the old unit are located in the same province;

(d) the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the existing unit is determined in accordance with a system or method referred to in subsection 20(1);

(e) the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the existing unit that are captured, transported and stored is determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO₂ in, the emissions from that combustion of fuel;

(f) the emissions referred to in paragraph (e) are captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be;

(g) the emissions referred to in paragraph (e) are captured, transported and stored for a period of seven consecutive calendar years;

(h) the emissions referred to in paragraph (e) comprise at least 30% of the quantity of CO₂ emissions produced from the combustion of fossil fuels in the existing unit for each calendar year during that seven-year period; and

(i) the existing unit does not reach the end of its useful life during that seven-year period.

Application

(2) A responsible person for an old unit must apply for the exemption before September 1 of the calendar year preceding the calendar year for which the exemption is sought.

Contents

(3) The application must include the registration number of the old unit and of the existing unit and information, with supporting documentation, to demonstrate that

(a) the conditions of paragraphs (1)(a) to (f), (h) and (i) are satisfied; and

(b) at least 30 consecutive months of the period referred to in paragraph (1)(g) have occurred before the day on which the application is made.

c) le groupe en fin de vie utile et le groupe existant sont situés dans la même province;

d) la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe existant est déterminée selon un système ou une méthode visés au paragraphe 20(1);

e) la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe existant qui sont captées, transportées et séquestrées est déterminée à l'aide d'une mesure directe du débit des émissions provenant de cette combustion et de leur concentration en CO₂;

f) ces émissions sont captées conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transportées et séquestrées conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées;

g) elles sont également captées, transportées et séquestrées pendant une période de sept années civiles consécutives;

h) elles représentent en outre au moins 30 % de la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe existant au cours de chaque année civile comprise dans cette période;

i) le groupe existant n'atteint pas la fin de sa vie utile au cours de la période en question.

Demande

(2) La personne responsable d'un groupe en fin de vie utile présente la demande d'exemption avant le 1^{er} septembre de l'année civile précédant celle pour laquelle l'exemption est demandée.

Renseignements et documents

(3) La demande comporte le numéro d'enregistrement du groupe en fin de vie utile et du groupe existant ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui :

a) que les conditions prévues aux alinéas (1)a) à f), h) et i) sont remplies;

b) qu'au moins trente mois consécutifs au cours de la période visée à l'alinéa (1)g) se sont écoulés avant la date à laquelle la demande est présentée.

Granting of exemption

(4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the exemption if

- (a)** no exemption referred to in subsection (1) has been previously granted in respect of the old unit;
- (b)** no exemption referred to in subsection (1) that involved the existing unit has been previously granted;
- (c)** the existing unit referred to in subsection (1) is not a substituted unit referred to in subsection 5(5); and
- (d)** the Minister is satisfied that the requirements set out in subsection (3) are satisfied.

Obligation to capture 30% of CO₂ emissions

(5) A responsible person who has been exempted under subsection (4) in respect of an existing unit must ensure that the conditions of paragraphs (1)(a) to (f), (h) and (i) are satisfied for the portion of the period referred to in paragraph (1)(g) that remains after the occurrence of the period of consecutive months described in paragraph (3)(b).

SOR/2018-263, s. 7.

PART 2

Reporting, Sending, Recording and Retention of Information

Annual report

15 For each calendar year, a responsible person for each of the following units must, on or before June 1 that follows that calendar year, send an annual report to the Minister that contains the information set out in Schedule 4:

- (a)** a new unit;
- (b)** an old unit;
- (c)** a substituted unit referred to in subsection 5(5);
- (d)** an existing unit referred to in subsection 14(1), if that calendar year is a calendar year included in the remaining portion of the seven consecutive calendar years referred to in subsection 14(5).

Autorisation

(4) Le ministre accorde l'exemption, dans les trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont remplies :

- a)** le groupe en fin de vie utile n'a pas précédemment fait l'objet de l'exemption prévue au paragraphe (1);
- b)** le groupe existant n'entre pas en jeu dans une exemption accordée précédemment conformément au paragraphe (1);
- c)** le groupe existant visé au paragraphe (1) n'est pas un groupe substitutif aux termes du paragraphe 5(5);
- d)** il est convaincu que les conditions prévues au paragraphe (3) sont remplies.

Obligation de capter 30 % des émissions de CO₂

(5) La personne responsable d'un groupe existant qui bénéficie d'une exemption au titre du paragraphe (4) veille à ce que les conditions prévues aux alinéas (1)a) à f), h) et i) soient remplies pour le reste de la période visée à l'alinéa (1)g) une fois écoulée la période de trente mois consécutifs visée à l'alinéa (3)b).

DORS/2018-263, art. 7.

PARTIE 2

Rapports, transmission, consignation et conservation des renseignements

Rapport annuel

15 Pour chaque année civile, la personne responsable de l'un ou l'autre des groupes ci-après transmet au ministre un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 4 pour l'année civile en cause, au plus tard le 1^{er} juin suivant la fin de cette année :

- a)** un groupe nouveau;
- b)** un groupe en fin de vie utile;
- c)** un groupe substitutif visé au paragraphe 5(5);
- d)** un groupe existant visé au paragraphe 14(1), si l'année civile en cause est comprise dans le reste de la période de sept années civiles consécutives prévue au paragraphe 14(5).

Electronic report, notice and application

16 (1) A report or notice that is required, or an application that is made, under these Regulations must be sent electronically in the form and format specified by the Minister and must bear the electronic signature of an authorized official of the responsible person.

Paper report or notice

(2) If the Minister has not specified an electronic form and format or if it is impractical to send the report, notice or application electronically in accordance with subsection (1) because of circumstances beyond the person's control, the report, notice or application must be sent on paper, signed by an authorized official of the responsible person, and in the form and format specified by the Minister. However, if no form and format have been so specified, it may be in any form and format.

Record-making

17 (1) A responsible person for a unit must make a record

(a) of any notice referred to in subsection 4(3), 5(6) or 6(6) or section 12 that was sent to the Minister and the information that was contained in it, as well as any supporting documents;

(b) of any application referred to in subsection 5(3), 6(3), 7(3), 8(2), 9(2) or 14(3) and the information referred to in the subsection, as well as any supporting documents;

(c) of every direct measure of the flow of, and the concentration of CO₂ in, emissions referred to in paragraph 14(1)(e), subsection 20(2) and the descriptions of E_{non-ccs} in subsection 21(1) and of E_{ccs} in section 22;

(d) of every measurement and calculation used to determine a value of an element of a formula set out in any of sections 19 and 21 to 24;

(e) that demonstrates that any meter referred to in section 19 complies with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*, including a certificate referred to in section 14 of that Act;

(f) for each calendar year during which a responsible person used a continuous emission monitoring system referred to in paragraph 20(1)(a), of any document, record or information referred to in section 8 of the Reference Method;

(g) that demonstrates that the installation, maintenance and calibration of measuring devices referred to

Rapports, avis et demandes électroniques

16 (1) Les rapports, avis et demandes au ministre prévus par le présent règlement sont transmis électroniquement en la forme précisée par le ministre et portent la signature électronique de l'agent autorisé de la personne responsable.

Support papier

(2) Si le ministre n'a pas précisé de forme au titre du paragraphe (1) ou si, en raison de circonstances indépendantes de sa volonté, la personne qui transmet un rapport ou un avis ou qui présente une demande n'est pas en mesure de le faire conformément à ce paragraphe, elle le transmet ou la présente sur support papier, signé par son agent autorisé, en la forme précisée par le ministre, le cas échéant.

Conservation

17 (1) La personne responsable d'un groupe verse aux dossiers les renseignements et documents suivants :

a) le cas échéant, une copie de l'avis visé aux paragraphes 4(3), 5(6) ou 6(6) ou à l'article 12 qui a été transmis au ministre et des renseignements qu'il comporte, y compris une copie des documents fournis à l'appui;

b) une copie de toute demande visée aux paragraphes 5(3), 6(3), 7(3), 8(2), 9(2) ou 14(3) et des renseignements qu'elle comporte, y compris une copie des documents fournis à l'appui;

c) les mesures directes du débit et de la concentration en CO₂ des émissions visées à l'alinéa 14(1)e) et au paragraphe 20(2), ainsi que celles visées par la variable E_{non-ccs} au paragraphe 21(1) et la variable E_{ccs} à l'article 22;

d) un relevé des mesures et une description des calculs effectués pour déterminer la valeur de chacune des variables des formules prévues aux articles 19 et 21 à 24;

e) les renseignements établissant que les compteurs visés à l'article 19 répondent aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*, y compris le certificat visé à l'article 14 de cette loi;

f) à l'égard de chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 20(1)a), les renseignements et les documents visés à la section 8 de la Méthode de référence;

in subsection 25(1) was in accordance with that subsection and subsection 25(3) and of every calibration referred to in subsection 25(2); and

(h) of the results of the analysis of every sample collected in accordance with section 27.

When records made

(2) Records referred to in paragraphs (1)(c) to (h) must be made as soon as feasible but not later than 30 days after the information to be recorded becomes available.

Retention of records and reports

18 (1) A responsible person who is required under these Regulations to make a record or send a report or notice must keep the record or a copy of the report or notice, as well as any supporting documents that relate to the information contained in that record or copy, for at least seven years after they make the record or send the report or notice. The record or copy must be kept at the person's principal place of business in Canada or at any other place in Canada where it can be inspected. If the record or copy is kept at any of those other places, the person must provide the Minister with the civic address of that other place.

Change of address

(2) If the civic address referred to in subsection (1) changes, the responsible person must notify the minister in writing within 30 days after the change.

PART 3

Quantification Rules

Production of Electricity

Electricity

19 (1) The quantity of electricity referred to in paragraph 3(2)(a) is to be determined in accordance with the following formula:

$$G_{\text{gross}} - G_{\text{aux}}$$

where

G_{gross} is the gross quantity of electricity that is produced by the unit during the calendar year, expressed in GWh and measured at the electrical

g) les renseignements établissant que l'installation, l'entretien et l'étalonnage visés au paragraphe 25(1) sont faits conformément à ce paragraphe et que les instruments de mesure sont conformes au paragraphe 25(3), ainsi que tout étalonnage visé au paragraphe 25(2);

h) le résultat d'analyse de chaque échantillon prélevé conformément à l'article 27.

Consignation

(2) Les renseignements et documents visés aux alinéas (1)c) à h) sont versés aux dossiers dès que possible, mais au plus tard trente jours après le moment où ils sont accessibles.

Conservation des renseignements et des rapports

18 (1) Toute personne responsable tenue de verser aux dossiers des renseignements ou documents ou de transmettre un rapport ou un avis en application du présent règlement doit conserver les renseignements en cause ou la copie du rapport ou de l'avis, ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins sept ans après les avoir versés aux dossiers ou, s'agissant des rapports ou avis, les avoir transmis. Les renseignements, les documents et les copies sont conservés à l'établissement principal de la personne au Canada ou en tout autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés. Dans ce dernier cas, la personne informe le ministre de l'adresse municipale du lieu.

Changement d'adresse

(2) Le ministre doit être avisé par écrit du changement d'adresse municipale du lieu visé au paragraphe (1) dans les trente jours suivant le changement.

PARTIE 3

Règles de quantification

Production d'électricité

Quantité

19 (1) La quantité d'électricité visée à l'alinéa 3(2)a) est calculée conformément à la formule suivante :

$$G_{\text{brute}} - G_{\text{aux}}$$

où :

G_{brute} représente la quantité brute d'électricité produite par ce groupe au cours de l'année civile, exprimée en GWh, mesurée aux bornes électriques de tous les générateurs du groupe à

terminals of the generators of the unit using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*; and

G_{aux} is the quantity of electricity that is produced by the unit and used by the power plant in which the unit is located during the calendar year to operate infrastructure and equipment that is attributed to the unit for electricity generation and for separation, but not for pressurization, of CO₂, expressed in GWh, determined in accordance with an appropriate method of attribution, based on data collected using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*.

Same method of attribution in subsequent years

(2) Once a method of attribution is used to make the determination referred to in the description of G_{aux} for a calendar year, that method of attribution must be used to make that determination for every subsequent calendar year, unless

(a) during a subsequent calendar year, a unit located at the power plant ceases to produce electricity or a new unit is added to those located at the power plant; or

(b) during a subsequent calendar year, the operation of any unit located at the power plant is integrated with a carbon capture and storage system.

Change of method of attribution

(3) If paragraph (2)(a) or (b) applies in a subsequent calendar year, the responsible person must, when making the determination referred to in the description of G_{aux} in subsection (1) for that subsequent calendar year, use a method of attribution that is appropriate to the circumstances described in that paragraph. Subsection (2) applies in respect of that appropriate method of attribution and that subsequent calendar year as if they were, respectively, the method of attribution and the calendar year referred to in that subsection.

SOR/2018-263, s. 8.

l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*;

G_{aux} la quantité d'électricité, exprimée en GWh, produite par le groupe et utilisée par la centrale électrique où le groupe est situé pour le fonctionnement de l'infrastructure et de l'équipement, au cours de l'année civile en cause, attribuée à ce groupe pour la production d'électricité et la séparation de CO₂, sauf la pressurisation de CO₂, et déterminée selon une méthode d'attribution appropriée, à partir de données fournies à l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*.

Méthode d'attribution — années civiles subséquentes

(2) Dès qu'une méthode d'attribution est utilisée pour déterminer la variable G_{aux} à l'égard d'une année civile, elle est utilisée pour les années civiles subséquentes, sauf si, au cours d'une de celles-ci :

a) un groupe qui se trouve à la centrale électrique cesse de produire de l'électricité ou un groupe nouveau y est ajouté;

b) un système de captage et de séquestration de carbone est intégré à un groupe qui se trouve à la centrale électrique.

Changement de méthode d'attribution

(3) Dans le cas où l'un des alinéas (2)a) et b) s'applique au cours d'une année civile subséquente, la personne responsable utilise — pour la détermination de la variable G_{aux} à l'égard de cette année subséquente — la méthode d'attribution appropriée qui prend en considération le changement visé à l'alinéa en cause. Le paragraphe (2) s'applique à l'égard de cette méthode d'attribution et de cette année subséquente comme si elles étaient, respectivement, la méthode d'attribution et l'année civile visées à ce paragraphe.

DORS/2018-263, art. 8.

CO₂ Emissions

Means of Quantification

CEMS or fuel-based methods

20 (1) For the purposes of sections 3 and 15, the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in a unit for a calendar year is to be determined

(a) by using a continuous emission monitoring system (CEMS) in accordance with section 21; or

(b) by using a fuel-based method, based on the quantity of carbon in the fossil fuel fed for combustion, in accordance with section 22 and section 23 or 24.

Emissions from coal gasification systems

(2) If a coal gasification system referred to in subsection 3(4) is used to produce fuel for a unit, the quantity of emissions from the unit referred to in subsection (1) must be determined in accordance with paragraph (1)(a). To the extent that the emissions from the coal gasification system are not captured, transported and stored as described in subsection 3(5), that quantity must be determined for the purpose of subsection 3(1) by using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO₂ in, those emissions.

Continuous Emissions Monitoring System

Quantification

21 (1) If paragraph 20(1)(a) applies, the quantity of CO₂ emissions referred to in subsection 20(1) is to be determined in accordance with the following formula:

$$E_u = E_{\text{bio}} + E_{\text{non-ccs}}$$

where

E_u is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the unit, “u”, during the calendar year from the combustion of fuel, as measured by the CEMS in accordance with sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method;

E_{bio} is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, determined

Émissions de CO₂

Moyens de quantification

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou méthode fondée sur le type de combustible

20 (1) Pour l'application des articles 3 et 15, la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe au cours d'une année civile donnée est déterminée :

a) soit à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à l'article 21;

b) soit à l'aide d'une méthode fondée sur la quantité de carbone contenue dans le type de combustible fossile utilisé pour alimenter le groupe, précisée aux articles 22 et 23 ou 24.

Émissions provenant du système de gazéification

(2) Lorsqu'un système de gazéification du charbon visé au paragraphe 3(4) est utilisé pour produire du combustible pour un groupe, la quantité des émissions provenant du groupe visé au paragraphe (1) est déterminée conformément à l'alinéa (1)a). Dans la mesure où les émissions provenant de ce système ne sont pas captées, transportées et séquestrées conformément au paragraphe 3(5), leur quantité est calculée, pour l'application du paragraphe 3(1), à l'aide d'une mesure directe de leur débit et de leur concentration en CO₂.

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Quantification

21 (1) Dans le cas visé à l'alinéa 20(1)a), la quantité d'émissions de CO₂ visée au paragraphe 20(1) est calculée conformément à la formule suivante :

$$E_g = E_{\text{bio}} + E_{\text{non-ccs}}$$

où :

E_g représente la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles par le groupe « g » au cours de l'année civile en cause, mesurée par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la Méthode de référence;

(a) by using a fuel-based method

(i) in accordance with paragraph 24(1)(a) or (b), if the unit combusts solid biomass at an average daily rate of less than 3t/day during the given calendar year, and

(ii) in accordance with the applicable formula set out in one of paragraphs 23(1)(a) to (c) for the type of biomass combusted, in any other case, or

(b) by using the method, based on data from the CEMS, described in subsection (2); and

E_{non-ccs} is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the combustion of fuel in the unit, including those emissions referred to in subsection 3(4), during the calendar year — other than the quantity of those emissions as measured by the CEMS and set out in the description of E_u — that is determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO₂ in, the emissions from that combustion of fuel but that is not ultimately captured, transported and stored as described in subsection 3(5).

E_{bio} based on CEMS data

(2) For the purpose of determining the value of E_{bio}, the method, based on data from the CEMS, consists of making the following sequence of determinations:

(a) the volume of CO₂ emitted from combustion of fuel in the unit for each hour of production of electricity during the calendar year determined in accordance with the following formula:

$$0.01 \times \%CO_{2w,h} \times Q_{w,h} \times t_h$$

where

%CO_{2w,h} is the average concentration of CO₂ in relation to all gases in the stack emitted from the combustion of fuel in the unit during a given hour, "h", during which

E_{bio} la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, calculée :

a) soit à l'aide d'une des méthodes de quantification ci-après fondée sur le type de combustible :

(i) si la quantité de biomasse solide brûlée est inférieure à un taux quotidien moyen de 3t/jour au cours de l'année civile en cause, celle visée aux alinéas 24(1)a) ou b),

(ii) dans les autres cas, celle utilisée conformément à l'une des formules visées aux alinéas 23(1)a) à c) qui s'applique, selon le type de biomasse en cause,

b) soit à l'aide de la méthode de quantification fondée sur les données provenant du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, prévue au paragraphe (2);

E_{non-ccs} la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles par le groupe au cours de l'année civile en cause, y compris les émissions visées au paragraphe 3(4) — à l'exclusion de la quantité représentée par la variable E_g et mesurée par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions — qui est déterminée à l'aide d'une mesure directe du débit des émissions provenant de cette combustion et de leur concentration en CO₂ et qui n'est pas captée, transportée et séquestrée conformément au paragraphe 3(5).

E_{bio} selon la méthode de quantification fondée sur les données provenant du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

(2) Pour la détermination de la variable E_{bio}, on utilise la méthode de quantification fondée sur les données provenant du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, selon laquelle les opérations ci-après sont effectuées, dans l'ordre :

a) calcul du volume de CO₂ émis à partir du groupe pour chaque heure de production d'électricité par suite de la combustion de combustibles au cours de l'année civile, selon la formule suivante :

$$0,01 \times \%CO_{2w,h} \times Q_{w,h} \times t_h$$

où :

%CO_{2w,h} représente la concentration moyenne d'émissions de CO₂ provenant de la

the unit produced electricity in the calendar year — or, if applicable, a calculation made in accordance with section 7.4 of the Reference Method of that average concentration of CO₂ based on a measurement of the concentration of oxygen (O₂) in those gases in the stack — expressed as a percentage on a wet basis,

Q_{w,h} is the average volumetric flow during that hour, measured on a wet basis by the stack gas volumetric flow monitor, expressed in standard m³, and

t_h is the period during which the unit produced electricity, expressed in hours;

(b) the volume of CO₂ emitted from combustion of fossil fuel in the unit during the calendar year, expressed in standard m³ and referred to in this subsection as V_{ff}, determined in accordance with the following formula:

$$\sum_{i=1}^n Q_i \times F_{c,i} \times HHV_{d,i}$$

where

Q_i is the quantity of fossil fuel type “i” combusted in the unit during the calendar year, determined

(a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes,

(b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³,

i is the ith fossil fuel type combusted in the unit during the calendar year, with “i” going from the number 1 to n, where n is the number of fossil fuels so combusted,

F_{c,i} is the fuel-specific carbon-based F-factor for each fossil fuel type “i” — being, as the case may be, the default value as set out in column 3 of the table to subsection (3) for that fuel type set out in column 2 or determined for that fuel type in

combustion de combustibles par le groupe pour chaque heure « h » de production d'électricité au cours de l'année civile, mesurée à partir des gaz de cheminée — ou, le cas échéant, calculée conformément à l'article 7.4 de la Méthode de référence à partir d'une mesure de la concentration d'oxygène (O₂) dans ces gaz de cheminée — exprimée en pourcentage de CO₂ sur une base humide,

Q_{w,h} le débit volumétrique moyen durant l'heure en cause, exprimé en m³ normalisés, mesuré sur une base humide par un appareil de mesure du débit volumétrique placé sur la cheminée,

t_h la période au cours de laquelle le groupe a produit de l'électricité, exprimée en heures;

b) calcul du volume d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe au cours de l'année civile, exprimé en m³ normalisés et identifié par la variable V_{cf}, selon la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^n Q_i \times F_{c,i} \times HHV_{d,i}$$

où :

Q_i représente la quantité de chaque combustible fossile de type « i » brûlé par le groupe au cours de l'année civile, déterminée :

a) pour les combustibles solides, de la même façon que la variable M_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)a), cette quantité étant exprimée en tonnes,

b) pour les combustibles liquides, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

c) pour les combustibles gazeux, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), cette quantité étant exprimée en m³ normalisés,

i le i^e type de combustible fossile brûlé par le groupe au cours de l'année civile en cause, « i » équivalant au chiffre 1 à n et n équivalant au nombre de ces combustibles,

F_{c,i} le facteur de carbone propre au combustible fossile de type « i », soit, selon le cas, le facteur F par défaut qui figure dans la colonne 3 du tableau du paragraphe (3) pour le type de

accordance with Appendix A of the Reference Method – expressed in standard m³ of CO₂/GJ,

HHV_{d,i} – expressed in GJ/tonne, for a solid fuel, in GJ/kL, for a liquid fuel, and in GJ/standard m³, for a gaseous fuel – is, for each fossil fuel type “i”,

(a) the default higher heating value set out in column 2 of Schedule 5 for that fuel type set out in column 1, and

(b) in the absence of a default higher heating value for that fuel type referred to in paragraph (a), a default higher heating value for that fuel type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels;

(c) the volume of CO₂ emitted from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, expressed in standard m³ and referred to in this subsection as V_{bio}, determined in accordance with the following formula:

$$V_T - V_{ff}$$

where

V_T is the sum of the volumes of CO₂ emitted from combustion of fuel in the unit during each hour of production of electricity during the calendar year, as determined under paragraph (a), and

V_{ff} is V_{ff} determined in accordance with the formula set out in paragraph (b); and

(d) the quantity of the CO₂ emissions from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, namely E_{bio} determined in accordance with the formula set out in subsection (1), based on the following two determinations:

(i) the fraction of the volume of CO₂ emissions from all fuel combusted in the unit attributable to the combustion of biomass in the unit during the calendar year, referred to in this section as Bio_{fr}, determined in accordance with the following formula:

$$\frac{V_{bio}}{V_T}$$

where

V_{bio} is the volume of CO₂ emitted from the combustion of biomass in the unit during the calendar year determined in accordance with the formula set out in paragraph (c),

combustible visé à la colonne 2 ou celui déterminé conformément à l'annexe A de la Méthode de référence, exprimé en m³ normalisés de CO₂/GJ,

HHV_{d,i} le pouvoir calorifique supérieur ci-après, exprimé en GJ/tonne pour les combustibles solides, en GJ/kL pour les combustibles liquides et en GJ/m³ normalisés pour les combustibles gazeux :

a) le pouvoir calorifique supérieur par défaut prévu à la colonne 2 de l'annexe 5 pour le combustible fossile de type « i » visé à la colonne 1,

b) en l'absence d'un tel pouvoir calorifique, le pouvoir calorifique supérieur par défaut pour le combustible fossile de type « i » établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des pouvoir calorifiques supérieurs par défaut pour les combustibles;

c) calcul du volume d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, exprimé en m³ normalisés et identifié par la variable V_{bio}, selon la formule suivante :

$$V_T - V_{cf}$$

où :

V_T représente la somme des volumes de CO₂ émis par le groupe pour chaque heure de production d'électricité par suite de la combustion de combustibles au cours de l'année civile en cause et calculés selon l'alinéa a),

V_{cf} la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue à l'alinéa b);

d) calcul de la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, soit la variable E_{bio} de la formule prévue au paragraphe (1), conformément aux deux opérations suivantes :

(i) calcul de la fraction correspondant au volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe par rapport au volume total des émissions provenant de la combustion de combustibles par le même groupe au cours de

V_T is the value of V_T determined in accordance with the formula set out in paragraph (c), and

(ii) the quantity of CO₂ emissions described by E_{bio} determined in accordance with the following formula:

$$(\text{Bio}_{fr} \times E_u) - E_s$$

where

Bio_{fr} is the fraction of the volume of CO₂ emissions from all fuel combusted in the unit attributable to the combustion of biomass in the unit during the calendar year determined in accordance with the formula set out in subparagraph (i),

E_u is the value of E_u determined in the formula set out in subsection (1), and

E_s is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, that is released from the use of sorbent to control the emission of sulphur dioxide from the unit during the calendar year, determined in accordance with the following formula:

$$S \times R \times \frac{44}{MM_s}$$

where

S is the quantity of calcium carbonate (CaCO₃) or other sorbent material so used, expressed in tonnes,

R is the stoichiometric ratio, on a mole fraction basis, of CO₂ released on usage of one mole of sorbent material, where R=1 if the sorbent material is CaCO₃, and

MM_s is the molecular mass of the sorbent material, where MM_s = 100 if the sorbent material is CaCO₃.

l'année civile en cause, identifiée par la variable Bio_{fr}, selon la formule suivante :

$$\frac{V_{bio}}{V_T}$$

où :

V_{bio} représente le volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, calculé conformément à la formule prévue à l'alinéa c),

V_T la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue à l'alinéa c),

(ii) calcul de la quantité des émissions de CO₂ identifiée par la variable E_{bio}, selon la formule suivante :

$$(\text{Bio}_{fr} \times E_g) - E_s$$

où :

Bio_{fr} représente la fraction correspondant au volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe par rapport au volume total des émissions provenant de la combustion de combustibles par le même groupe au cours de l'année civile en cause déterminée conformément à la formule prévue au sous-alinéa (i),

E_g la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue au paragraphe (1),

E_s la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant du sorbant utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de soufre par le groupe au cours de l'année civile en cause, calculée selon la formule suivante :

$$S \times R \times \frac{44}{MM_s}$$

où :

S représente la quantité de sorbant — notamment carbonate de calcium (CaCO₃) — ainsi utilisée, exprimée en tonnes,

R le rapport stœchiométrique — selon la fraction molaire — de CO₂ attribuable à une mole de sorbant, où R=1 lorsque le sorbant est du CaCO₃,

Default F-factor

(3) The default value for the fuel-specific carbon-based F-factor for certain types of fossil fuel is set out in column 3 of the following table:

TABLE

Item	Column 1 Fossil fuel	Column 2 Type	Column 3 F-factor (standard m ³ /GJ)
1	Coal	Anthracite	54.2
		Bituminous	49.2
		Sub-bituminous	49.2
		Lignite	53.0
2	Oil	Crude, residual or distillate	39.3
3	Gas	Natural	28.4
		Propane	32.5

Common stack — disaggregation

(4) Despite subsection (1), if there is one or more other units at a power plant where a unit is located and a CEMS measures emissions from that unit and from one or more of those other units at a common stack rather than at the exhaust duct of that unit and of each of those other units that brings those emissions to the common stack, then the quantity of emissions attributable to that unit for the purpose of subsection (1) is determined based on the ratio of the heat input of that unit to the total of the heat input of that unit and of all of those other units sharing the common stack in accordance with the following formula:

$$\left[\frac{\sum_{j=1}^m Q_{uj} \times HHV_{uj}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Q_{ij} \times HHV_{ij}} \right] \times E$$

where

Q_{uj} is the quantity of fuel type “j” combusted in that unit “u” during the calendar year, determined

(a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes,

MM_s la masse moléculaire du sorbant où MM_s = 100 lorsque le sorbant est du CaCO₃.

Facteur F par défaut

(3) Le facteur F de carbone par défaut propre à certains types de combustibles fossiles est celui prévu à la colonne 3 du tableau :

TABLEAU

Article	Colonie 1 Combustible fossile	Colonie 2 Type	Colonie 3 Facteur F (m ³ normalisés/GJ)
1	Charbon	Anthracite	54,2
		Bitumineux	49,2
		Sous-bitumineux	49,2
		Lignite	53,0
2	Huile	Brute, résiduaire, distillée	39,3
3	Gaz	Naturel	28,4
		Propane	32,5

Cheminée commune — désagrégation

(4) Malgré le paragraphe (1), dans le cas où plusieurs groupes sont situés à une centrale électrique où se trouve le groupe en cause et où un système de mesure et d’enregistrement en continu des émissions est utilisé pour mesurer les émissions provenant de certains de ces groupes, y compris le groupe en cause, au point de rejet d’une cheminée commune plutôt qu’au conduit d’évacuation de chacun de ces groupes vers la cheminée commune, la quantité d’émissions attribuable au groupe en cause, pour l’application du paragraphe (1), est calculée en fonction de la proportion du flux calorifique à l’alimentation du groupe par rapport à celui de l’ensemble des groupes qui partagent une cheminée commune, selon la formule suivante :

$$\left[\frac{\sum_{j=1}^m Q_{gj} \times HHV_{gj}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Q_{ij} \times HHV_{ij}} \right] \times E$$

où :

Q_{gj} représente la quantité du combustible de type « j » brûlé par le groupe « g » au cours de l’année civile en cause, déterminée :

a) pour un combustible solide, de la même façon que la variable M_c de la formule prévue à l’alinéa 23(1)a), cette quantité étant exprimée en tonnes,

(b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³;

HHV_{uj} is the higher heating value, determined in accordance with section 24 and expressed in the applicable unit of measure referred to in that section of fuel type “j” combusted during the calendar year in that unit “u”;

i is the ith unit located at the power plant with “i” going from the number 1 to n, where n is the number of units that share a common stack;

j is the jth fuel type, including types of biomass, combusted during the calendar year in a unit located at the power plant with “j” going from the number 1 to m, where m is the number of those fuel types;

Q_{ij} is the quantity of fuel type “j” combusted in each unit “i” during the calendar year, determined for a solid fuel, a liquid fuel and a gaseous fuel, respectively, in the manner set out in the description of Q_{ij};

HHV_{ij} is the higher heating value, determined in accordance with section 24 and expressed in the applicable unit of measure referred to in that section, of fuel type “j” combusted during the calendar year in unit “i”; and

E is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the combustion of fuels in all the units during the calendar year, measured by a CEMS at the common stack in accordance with subsection 21(1).

b) pour un combustible liquide, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

c) pour un combustible gazeux, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), cette quantité étant exprimée en m³ normalisés;

HHV_{gj} le pouvoir calorifique supérieur du combustible de type « j » brûlé par le groupe « g » au cours de l'année civile en cause, déterminé conformément à l'article 24 et exprimé selon l'unité de mesure applicable mentionnée à cet article;

i le i^e groupe situé à la centrale électrique, « i » équivalant au chiffre 1 à n et n équivalant au nombre de groupes qui partagent une cheminée commune;

j le j^e type de combustible, y compris tout type de biomasse, brûlé au cours de l'année civile en cause par un groupe situé à la centrale électrique, « j » équivalant au chiffre 1 à m et m équivalant au nombre de types de combustible;

Q_{ij} la quantité du combustible de type « j » brûlé par chaque groupe « i » au cours de l'année civile en cause, déterminée pour un combustible solide, liquide et gazeux, respectivement, de la manière prévue pour la variable Q_{gj};

HHV_{ij} le pouvoir calorifique supérieur du combustible de type « j » brûlé par le groupe « i » au cours de l'année civile en cause, déterminé conformément à l'article 24 et exprimé selon l'unité de mesure applicable mentionnée à cet article;

E la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles par tous les groupes au cours de l'année civile en cause, mesurée par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions sur la cheminée commune conformément au paragraphe 21(1).

Fuel-based Methods

Determination

22 If paragraph 20(1)(b) applies, the quantity of CO₂ emissions referred to in subsection 20(1) is to be determined by the following formula:

$$\sum_{i=1}^n E_i + E_s - E_{ccs}$$

where

E_i is the quantity of CO₂ emissions attributable to the combustion of fossil fuel of type “i” in the unit during the calendar year, expressed in tonnes, determined for that fuel type in accordance with section 23 or 24;

i is the ith type of fossil fuel combusted in the unit during the calendar year, with “i” going from the number 1 to n, where n is the number of types of fossil fuel so combusted;

E_s is E_s determined in accordance with the formula set out in subparagraph 21(2)(d)(ii); and

E_{ccs} is the quantity of CO₂ in those emissions, expressed in tonnes, from the combustion of fuel in the unit, during the calendar year, that are captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and that are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be, that quantity being determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO₂ in, those emissions.

SOR/2018-263, s. 9(E).

Measured carbon content

23 (1) Subject to section 24, the quantity of CO₂ emissions attributable to the combustion of a fuel in a unit during a calendar year, expressed in tonnes, is determined in accordance with the applicable formula, as follows:

(a) for a solid fuel

$$M_f \times CC_A \times 3.664$$

where

Quantification fondée sur le type de combustible brûlé

Calcul

22 Dans le cas visé à l’alinéa 20(1)b), la quantité des émissions de CO₂ visée au paragraphe 20(1) est calculée conformément à la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^n E_i + E_s - E_{scs}$$

où :

E_i représente la quantité d’émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion de combustible fossile de type « i » par le groupe au cours de l’année civile en cause et est calculée selon le type de combustible conformément à l’article 23 ou 24;

i le i^e type de combustible fossile qui a été brûlé par le groupe au cours de cette année, « i » équivalant au chiffre 1 à n et n équivalant au nombre de combustibles fossiles brûlés;

E_s la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue au sous-alinéa 21(2)d)(ii);

E_{scs} la quantité de CO₂, exprimée en tonnes, contenue dans les émissions provenant de la combustion de combustibles par le groupe au cours de l’année civile en cause qui sont captées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transportées et séquestrées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d’un de ses États lorsque ces activités y sont réglementées, et qui est déterminée à l’aide d’une mesure directe du débit de ces émissions et de leur concentration en CO₂.

DORS/2018-263, art. 9(A).

Contenu en carbone mesuré

23 (1) Sous réserve de l’article 24, la quantité d’émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion d’un combustible par le groupe en cause au cours d’une année civile donnée est calculée selon celle des formules ci-après qui s’applique :

a) dans le cas de combustibles solides :

$$M_c \times CC_M \times 3,664$$

où :

M_f is the mass of the fuel combusted during the calendar year as determined, as the case may be, on a wet or dry basis, expressed in tonnes and measured by a measuring device, and

CC_A is the weighted average, expressed in kg of carbon per kg of the fuel, of the carbon content of the fuel determined in accordance with subsection (2) on the same wet or dry basis as the one used in the determination of M_f;

(b) for a liquid fuel

$$V_f \times CC_A \times 3.664$$

where

V_f is the volume of the fuel combusted during the calendar year, expressed in kL, determined by using flow meters, and

CC_A is the weighted average, expressed in tonnes of carbon per kL of the fuel, of the carbon content of the fuel determined in accordance with subsection (2) at the same temperature as the one used in the determination of V_f; and

(c) for a gaseous fuel

$$V_f \times CC_A \times \frac{MM_A}{MV_{cf}} \times 3.664 \times 0.001$$

where

V_f is the volume of the fuel combusted during the calendar year, expressed in standard m³, determined by using flow meters,

CC_A is the weighted average, expressed in kg of carbon per kg of the fuel, of the carbon content of the fuel determined in accordance with subsection (2),

MM_A is the average molecular mass of the fuel, expressed in kg per kg-mole of the fuel, determined based on fuel samples collected in accordance with section 27, and

MV_{cf} is the molar volume conversion factor, namely 23.645 standard m³ per kg-mole of the fuel at standard conditions of 15°C and 101.325 kPa.

Weighted average

(2) The weighted average referred to in paragraphs (1)(a) to (c) as CC_A is, based on fuel samples collected in

M_c représente la masse du combustible brûlé au cours de l'année civile en cause déterminée, selon le cas, sur une base sèche ou humide, à l'aide d'un instrument de mesure et exprimée en tonnes,

CC_M la moyenne pondérée du contenu en carbone de ce combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, déterminée conformément au paragraphe (2), sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer M_c;

b) dans le cas de combustibles liquides :

$$V_c \times CC_M \times 3.664$$

où :

V_c représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile, exprimé en kL, déterminé à l'aide de débitmètres,

CC_M la moyenne pondérée du contenu en carbone de ce combustible, exprimée en tonnes de carbone par kL de combustible, déterminée conformément au paragraphe (2), à la même température que celle choisie pour déterminer V_c;

c) dans le cas de combustibles gazeux :

$$V_c \times CC_M \times \frac{MM_M}{MV_{fc}} \times 3.664 \times 0.001$$

où :

V_c représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile en cause, exprimé en m³ normalisés, déterminé à l'aide de débitmètres,

CC_M la moyenne pondérée du contenu en carbone de ce combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, calculée conformément au paragraphe (2),

MM_M la masse moléculaire moyenne du combustible, exprimée en kg par kg-mole de combustible, déterminée à partir des échantillons de combustibles prélevés conformément à l'article 27,

MV_{fc} le facteur de conversion du volume molaire, soit 23,645 m³ normalisés par kg-mole de combustible aux conditions normalisées de 15 °C et 101,325 kPa.

Moyenne pondérée

(2) La moyenne pondérée « CC_M » visée aux alinéas (1)a) à c) est déterminée à partir des échantillons de

accordance with section 27, to be determined in accordance with the following formula:

$$\frac{\sum_{i=1}^n CC_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

where

CC_i is the carbon content of, as the case may be, the composite sample, or the sample, of the fuel for the *i*th sampling period expressed for solid fuels, liquid fuels and gaseous fuels, respectively, in the same unit of measure as the one set out in CC_A, as provided by the supplier of the fuel to the responsible person and, if not so provided, as determined by the responsible person, and measured

(a) for a solid fuel, on the same wet or dry basis as the one used in the determination of CC_A, in accordance with,

(i) for coal, biomass or solid fuel derived from waste, ASTM D5373 - 08, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*, and

(ii) for any other solid fuel,

(A) an applicable ASTM standard for the measurement of the carbon content of the fuel, and

(B) if no such ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method for the measurement of the carbon content of the fuel,

(b) for a liquid fuel, in accordance with any of the following standards or methods that applies for the measurement of the carbon content of the fuel:

(i) ASTM D3238 - 95(2010), entitled *Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method*, along with either of the following applicable ASTM standards:

(A) ASTM D2503 - 92(2007), entitled *Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure*, and

combustible prélevés conformément à l'article 27, selon la formule suivante :

$$\frac{\sum_{i=1}^n CC_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

où :

CC_i représente le contenu en carbone de chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, de combustible pour la *i*^e période d'échantillonnage, exprimé pour un combustible solide, liquide et gazeux, respectivement, selon la même unité de mesure applicable que celle mentionnée pour la variable CC_M, et fourni à la personne responsable par le fournisseur du combustible ou, s'il ne l'est pas, celui établi par la personne responsable — ce contenu étant déterminé :

a) dans le cas des combustibles solides, sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer CC_M, conformément à :

(i) s'agissant du charbon, de biomasse ou de dérivés de matières résiduelles, la norme ASTM D5373-08 intitulée *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*,

(ii) s'agissant d'autres combustibles solides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :

(A) la norme ASTM applicable au type de combustible en cause,

(B) en l'absence d'une telle norme, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale;

b) dans le cas des combustibles liquides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :

(i) la norme ASTM D3238-95(2010) intitulée *Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method*, accompagnée de l'une ou l'autre des normes applicables suivantes :

(B) ASTM D2502 - 04(2009), entitled *Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements*,

(ii) ASTM D5291 - 10, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*, and

(iii) if no such ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method, and

(c) for a gaseous fuel,

(i) in accordance with either of the following ASTM standards that applies for the measurement of the carbon content of the fuel:

(A) ASTM D1945 - 03(2010), entitled *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*, and

(B) ASTM D1946 - 90(2011), entitled *Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography*, or

(ii) by means of a direct measuring device that determines the carbon content of the fuel;

i is the i^{th} sampling period referred to in section 27, with “i” going from the number 1 to n, where n is the number of those sampling periods; and

Q_i is the mass or volume, as the case may be, of the fuel combusted during the i^{th} sampling period, expressed

(a) for a solid fuel, in tonnes, on the same wet or dry basis as the one used in the determination of CC_A ,

(b) for a liquid fuel, in kL, and

(c) for a gaseous fuel, in standard m³.

SOR/2018-263, s. 10(F).

Quantification based on HHV

24 (1) For an eligible fuel referred to in subsection (2), the quantity of CO₂ emissions attributable to the

(A) la norme ASTM D2503-92(2007) intitulée *Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure*,

(B) la norme ASTM D2502-04(2009) intitulée *Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements*,

(ii) la norme ASTM D5291-10 intitulée *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*,

(iii) en l'absence d'une norme ASTM, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale;

c) dans le cas des combustibles gazeux :

(i) soit conformément à l'une ou l'autre des normes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :

(A) la norme ASTM D1945-03(2010) intitulée *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*,

(B) la norme ASTM D1946-90(2011) intitulée *Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography*,

(ii) soit à l'aide d'un instrument de mesure directe qui détermine le contenu en carbone du combustible en cause,

i le i^{e} période d'échantillonnage visée à l'article 27, « i » équivalant au chiffre 1 à n et n équivalant au nombre de ces périodes d'échantillonnage,

Q_i la masse ou le volume, selon le cas, du combustible brûlé au cours de la i^{e} période d'échantillonnage, exprimée :

a) en tonnes, pour les combustibles solides, sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer CC_M ,

b) en kL pour les combustibles liquides,

c) en m³ normalisés, pour les combustibles gazeux.

DORS/2018-263, art. 10(F).

Quantification fondée sur le pouvoir calorifique supérieur

24 (1) La quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion d'un

combustion of the fuel in a unit during a calendar year, expressed in tonnes, may be determined in accordance with subsection (4) based on the following higher heating value of the fuel:

(a) the higher heating value of the fuel that is measured in accordance with subsection (6) as provided by the supplier of the fuel to the responsible person but, if not so provided, as so measured by the responsible person; and

(b) in the absence of a measured higher heating value of the fuel referred to in paragraph (a), the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 5, for the fuel's type, as set out in column 1 but, in the absence of that default higher heating value, a default higher heating value for that fuel type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels.

Eligible fuels

(2) Eligible fuels are

(a) a fuel combusted in a unit in respect of which an exemption from the application of subsection 3(1) has been granted under subsection 7(4);

(b) a fuel referred to in section 23 that is combusted during the calendar year at less than any of the average daily rates referred to in subsection (3);

(c) a fuel listed in Table 4 to Schedule 5; and

(d) a fuel combusted in a standby unit.

Average daily rates

(3) The average daily rates are

(a) for a solid fuel, 3 t/day;

(b) for a liquid fuel, 1900 L/day; and

(c) for a gaseous fuel, 500 standard m³/day.

Quantity of emissions

(4) The quantity of emissions is to be determined in accordance with the following formula:

$$Q \times HHV \times EF \times 0.001$$

where

Q is the quantity of the fuel combusted in the unit during the calendar year determined

combustible visé au paragraphe (2) par un groupe au cours d'une année civile donnée peut être déterminée, conformément au paragraphe (4), à l'aide de la valeur du pouvoir calorifique supérieur applicable suivante :

a) la mesure du pouvoir calorifique supérieur déterminée conformément au paragraphe (6), dans le cas où elle est fournie par le fournisseur du combustible à la personne responsable ou, si elle ne l'est pas, celle ainsi déterminée par la personne responsable;

b) en l'absence de la mesure du pouvoir calorifique supérieur visée à l'alinéa a), le pouvoir calorifique supérieur par défaut mentionné à la colonne 2 de l'annexe 5 pour le combustible visé à la colonne 1 ou, à défaut, celui établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des pouvoirs calorifiques supérieurs par défaut pour les combustibles.

Critères

(2) Les combustibles visés sont les suivants :

a) un combustible brûlé par un groupe à l'égard duquel une exemption de l'application du paragraphe 3(1) a été accordée conformément au paragraphe 7(4);

b) chaque combustible visé à l'article 23 brûlé au cours de l'année civile à un taux inférieur à l'un ou l'autre des taux quotidiens moyens visés au paragraphe (3);

c) un combustible visé au tableau 4 de l'annexe 5;

d) un combustible brûlé par un groupe de réserve.

Taux quotidiens moyens

(3) Les taux quotidiens moyens sont les suivants :

a) dans le cas des combustibles solides, 3 t/jour;

b) dans le cas des combustibles liquides, 1900 L/jour;

c) dans le cas des combustibles gazeux, 500 m³ normalisés/jour.

Quantité des émissions

(4) La quantité des émissions est calculée selon la formule suivante :

$$Q \times HHV \times EF \times 0,001$$

où :

(a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes,

(b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³;

HHV — expressed in GJ/tonne, for a solid fuel, in GJ/kL, for a liquid fuel, and in GJ/standard m³, for a gaseous fuel — is

(a) if paragraph (1)(a) applies, the weighted average higher heating value of the fuel, determined in accordance with subsection (5), based on fuel samples collected in accordance with section 27, and

(b) if paragraph (1)(b) applies, the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 5, for the fuel's type, as set out in column 1 and, in the absence of that default higher heating value, a default higher heating value for that fuel type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels; and

EF is the default CO₂ emission factor, set out in column 3 of Schedule 5, for that fuel listed in column 1 and, in the absence of that default CO₂ emission factor, a default CO₂ emission factor for that fuel established by a body that is internationally recognized as competent to establish default CO₂ emission factors for fuels.

Weighted average

(5) The weighted average higher heating value of the fuel is determined in accordance with the following formula:

$$\frac{\sum_{i=1}^n \text{HHV}_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

Q représente la quantité du combustible brûlé par le groupe au cours de l'année civile en cause, déterminée :

a) pour un combustible solide, de la même manière que la variable M_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)a), cette quantité étant exprimée en tonnes,

b) pour un combustible liquide, de la même manière que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

c) pour un combustible gazeux, de la même manière que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), cette quantité étant exprimée en m³ normalisés;

HHV la valeur ci-après exprimée en GJ/tonne pour les combustibles solides, en GJ/kL pour les combustibles liquides et en GJ/m³ normalisés pour les combustibles gazeux :

a) dans le cas visé à l'alinéa (1)a), la moyenne pondérée du pouvoir calorifique supérieur de ce combustible, déterminée conformément au paragraphe (5), à partir des échantillons de combustibles prélevés conformément à l'article 27,

b) dans le cas visé à l'alinéa (1)b), le pouvoir calorifique supérieur par défaut prévu à la colonne 2 de l'annexe 5 pour le combustible visé à la colonne 1 ou, en l'absence d'un tel pouvoir calorifique, celui établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des pouvoirs calorifiques supérieurs par défaut pour les combustibles;

EF le facteur d'émissions de CO₂ par défaut prévu à la colonne 3 de l'annexe 5 pour le combustible visé à la colonne 1 ou, en l'absence d'un tel facteur, celui établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles.

Moyenne pondérée

(5) La moyenne pondérée du pouvoir calorifique supérieur du combustible est calculée conformément à la formule suivante :

$$\frac{\sum_{i=1}^n \text{HHV}_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

where

HHV_i is the higher heating value of, as the case may be, each composite sample, or sample, of the fuel for the *i*th sampling period measured in accordance with subsection (6), as provided by the supplier of the fuel to the responsible person but, if not so provided, as so measured by the responsible person;

i is the *i*th sampling period referred to in section 27, with “*i*” going from the number 1 to *n*, where *n* is the number of those sampling periods; and

Q_i is the mass or volume, as the case may be, of the fuel combusted during the *i*th sampling period, expressed

(a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of *M_f* in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes,

(b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of *V_f* in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of *V_f* in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³.

Measurement of HHV

(6) The higher heating value of a fuel is to be measured

(a) for a solid fuel that is

(i) coal or biomass, in accordance with ASTM D5865 - 13, entitled *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke*,

(ii) a fuel from waste, in accordance with ASTM D5865 - 13, and

(iii) any other solid fuel type,

(A) in accordance with an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel, and

(B) if no such ASTM standard applies, in accordance with an applicable internationally recognized method; and

(b) for a liquid fuel that is

(i) an oil or a liquid fuel derived from waste, in accordance with

où :

HHV_i représente le pouvoir calorifique supérieur de chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, du combustible pour la *i*^e période d'échantillonnage, déterminé conformément au paragraphe (6), dans le cas où il est fourni par le fournisseur du combustible à la personne responsable ou, s'il ne l'est pas, celui ainsi déterminé par la personne responsable;

i le *i*^e période d'échantillonnage visée à l'article 27, « *i* » équivalant au chiffre 1 à *n* et *n* équivalant au nombre de périodes d'échantillonnage;

Q_i la masse ou le volume, selon le cas, du combustible brûlé au cours de la *i*^e période d'échantillonnage, exprimé :

a) pour un combustible solide, de la même façon que la variable *M_c* de la formule prévue à l'alinéa 23(1)a), et en tonnes,

b) pour un combustible liquide, de la même façon que la variable *V_c* de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), et en kL,

c) pour un combustible gazeux, de la même façon que la variable *V_c* de la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), et en m³ normalisés.

Mesure du pouvoir calorifique supérieur

(6) La mesure du pouvoir calorifique supérieur d'un combustible est déterminée :

a) dans le cas des combustibles solides suivants :

(i) charbon ou biomasse, conformément à la norme ASTM D5865-13 intitulée *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke*,

(ii) dérivés de matières résiduelles, conformément à la norme ASTM D5865-13,

(iii) s'agissant d'autres combustibles solides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes ci-après applicables au combustible en cause qui permet d'en mesurer le pouvoir calorifique supérieur :

(A) la norme ASTM applicable au type de combustible en cause,

(B) en l'absence d'une telle norme, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale,

b) dans le cas des combustibles liquides suivants :

(A) ASTM D240 - 09, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*, or

(B) ASTM D4809 - 09a, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*, and

(ii) any other liquid fuel type,

(A) in accordance with an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel, and

(B) if no such ASTM standard applies, in accordance with an applicable internationally recognized method; and

(c) for a gaseous fuel,

(i) in accordance with any of the following applicable ASTM or GPA standards:

(A) ASTM D1826 - 94(2010), entitled *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*,

(B) ASTM D3588 - 98(2003), entitled *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*,

(C) ASTM D4891 - 89(2006), entitled *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion*,

(D) GPA Standard 2172 - 09, entitled *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*, and

(E) GPA standard 2261 - 00, entitled *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*, or

(ii) by means of a direct measuring device that determines the higher heating value of the fuel, but if the measuring device provides only lower heating values, those lower heating values must be converted to the corresponding higher heating values.

(i) huile et dérivés de matières résiduelles, conformément à l'une ou l'autre des normes suivantes :

(A) la norme ASTM D240-09 intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*,

(B) la norme ASTM D4809-09a intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*,

(ii) s'agissant d'autres combustibles liquides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes ci-après applicables au combustible en cause qui permet d'en mesurer le pouvoir calorifique supérieur :

(A) la norme ASTM applicable au type de combustible en cause,

(B) en l'absence d'une norme ASTM, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale;

c) dans le cas des combustibles gazeux :

(i) conformément à l'une ou l'autre des normes ci-après applicables au combustible en cause :

(A) la norme ASTM D1826-94(2010) intitulée *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*,

(B) la norme ASTM D3588-98(2003) intitulée *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*,

(C) la norme ASTM D4891-89(2006) intitulée *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion*,

(D) la norme 2172-09 de la GPA intitulée *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*,

(E) la norme 2261-00 de la GPA intitulée *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*,

Accuracy of Data

Measuring devices — installation, maintenance and calibration

25 (1) A responsible person for a unit must install, maintain and calibrate any measuring device — other than a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) and any measuring device that is subject to the *Electricity and Gas Inspection Act* — that is used for the purpose of section 3 or 15 in accordance with the manufacturer's instructions or any applicable generally recognized national or international industry standard.

Frequency of calibration

(2) The responsible person must calibrate each of those measuring devices at the greater of the following two frequencies:

- (a)** at least once in every calendar year but at least five months after a previous calibration, and
- (b)** the minimum frequency recommended by the manufacturer.

Accuracy of measurements

(3) Each of those measuring devices must enable measurements to be made with a margin of error of $\pm 5\%$.

CEMS

26 (1) A responsible person who uses a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) for the purpose of section 3 or 15 must ensure that the Reference Method is complied with.

Certification

(2) Before a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) is used for the purpose of that paragraph, it must be certified by the responsible person in accordance with section 5 of the Reference Method.

(ii) à l'aide d'un instrument de mesure directe qui détermine le pouvoir calorifique supérieur du combustible en cause, mais s'il ne détermine que le pouvoir calorifique inférieur, celui-ci est converti en pouvoir calorifique supérieur.

DORS/2018-263, art. 11.

Exactitude des données

Installation, entretien et étalonnage des instruments de mesure

25 (1) La personne responsable du groupe installe, entretient et étalonne les instruments de mesure — autres que le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 20(1)a) et tout instrument de mesure assujéti à la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* — utilisés pour l'application des articles 3 ou 15 conformément aux instructions recommandées par le fabricant ou à une norme généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale.

Fréquence de l'étalonnage

(2) La personne responsable étalonne les instruments de mesure selon la plus exigeante des fréquences suivantes :

- a)** au moins une fois par année civile et à au moins cinq mois d'intervalle;
- b)** à la fréquence minimale recommandée par le fabricant.

Exactitude des mesures

(3) Les instruments de mesure permettent une détermination des mesures selon une marge d'erreur de $\pm 5\%$.

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

26 (1) La personne responsable qui utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 20(1)a) pour l'application des articles 3 ou 15 s'assure que la Méthode de référence est suivie et que le système y est conforme.

Homologation

(2) Avant son utilisation par la personne responsable pour l'application de l'alinéa 20(1)a), le système est homologué conformément à la section 5 de la Méthode de référence.

Annual audit

(3) For each calendar year during which a responsible person uses a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a), an auditor must

(a) assess, based on the review referred to in section 6.5.2 of the Reference Method, whether, in the auditor's opinion, the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6 of the Reference Method;

(b) ensure that the Quality Assurance/Quality Control manual has been updated in accordance with sections 6.1 and 6.5.2 of the Reference Method; and

(c) assess whether, in the auditor's opinion, the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.

Auditor's report

(4) The responsible person must obtain a report, signed by the auditor, that contains the information set out in Schedule 6 and send the auditor's report to the Minister with their annual report referred to in section 15.

Fuel Sampling and Testing Requirements

Fuel sampling

27 (1) The determination of the value for the elements related to carbon content and higher heating values referred to in sections 21 to 24 must be based on fuel samples taken in accordance with this section.

Frequency

(2) Each fuel sample must be taken at a time and location in the fuel handling system of the power plant that provides the following representative sample of the fuel combusted at the following minimum frequency:

(a) for coal other than synthetic gas derived from coal or derived from petroleum coke, one composite sample, during each week that the unit produces electricity, that is prepared in accordance with ASTM D2013 / D2013M - 11, entitled *Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis*, and that consists of sub-samples taken at least twice from coal that was fed for combustion during that week and at least 48 hours apart, in accordance with

Vérification annuelle de la qualité

(3) Pour chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable utilise le système, le vérificateur :

a) évalue, à partir des éléments devant faire l'objet de son examen aux termes de la section 6.5.2 de la Méthode de référence si, à son avis, l'utilisation de ce système par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la Méthode de référence;

b) s'assure que ce manuel a été mis à jour conformément aux sections 6.1 et 6.5.2 de la Méthode de référence;

c) évalue si, à son avis, la personne responsable a suivi la Méthode de référence et le système répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment celles mentionnées aux sections 3 et 4 de cette méthode.

Rapport du vérificateur

(4) La personne responsable obtient du vérificateur un rapport, signé par ce dernier, comportant les renseignements énumérés à l'annexe 6 et le transmet au ministre avec le rapport visé à l'article 15.

Exigences en matière d'échantillonnage et d'analyse

Échantillonnage

27 (1) La valeur des variables relatives au contenu en carbone et au pouvoir calorifique supérieur visées aux articles 21 à 24 est déterminée à partir d'échantillons de combustible prélevés conformément au présent article.

Fréquence

(2) Chaque prélèvement est effectué à un moment et à un point du système de manutention du combustible de la centrale électrique permettant de fournir l'échantillon représentatif ci-après du combustible brûlé, à la fréquence minimale suivante :

a) s'il s'agit de charbon, autre que du gaz de synthèse provenant de charbon ou de coke de pétrole, un échantillon composite pour chaque semaine au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité, préparé conformément à la norme ASTM D2013 / D2013M-11 intitulée *Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis* et établi à partir de sous-échantillons du charbon ayant servi à la combustion prélevés au moins deux fois au cours de la semaine et à au moins quarante-huit heures d'intervalle

(i) ASTM D2234 / D2234M - 10, entitled *Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal*,
or

(ii) ASTM D7430 - 11ae1, entitled *Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal*;

(b) for a type of solid fuel other than coal, one composite sample per month that consists of sub-samples of fuel of that type, each having the same mass, that were taken from fuel that was fed for combustion during each week that begins in that month and during which the unit produces electricity and that were taken at least 48 hours after any previous sub-sample and after all fuel treatment operations had been carried out but before any mixing of the fuel from which the sub-sample is taken with other fuels;

(c) for a type of liquid fuel and of a gaseous fuel other than natural gas, one sample per quarter, with each sample of fuel of that type being taken at least one month after any previous sample has been taken; and

(d) for natural gas, two samples per calendar year, with each sample being taken at least four months after any previous sample has been taken.

Additional samples

(3) For greater certainty, the responsible person who takes, for the purpose of these Regulations, more samples than the minimum required under subsection (2) must make the determination referred to in subsection (1) based on each sample — and, in the case of composite samples, each sub-sample — taken, including those additional samples.

Missing Data

28 (1) Subject to subsections (2) and (3), if, for any reason beyond the responsible person's control, the emission-intensity referred to in subsection 3(1) cannot be determined in accordance with a formula set out in any of sections 19 and 21 to 24 because data required to determine the value of an element of that formula has not been obtained for a given period during a calendar year, replacement data for that given period obtained in accordance with an appropriate method must be used to determine that value.

conformément à l'une ou l'autre des normes suivantes :

(i) la norme ASTM D2234 / D2234M-10 intitulée *Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal*,

(ii) la norme ASTM D7430 - 11ae1 intitulée *Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal*;

b) s'il s'agit d'un type de combustible solide autre que le charbon, un échantillon composite par mois établi à partir de sous-échantillons de même masse du combustible ayant servi à la combustion, prélevés à chaque semaine au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité et qui commence au cours du mois et à au moins quarante-huit heures d'intervalle, après tout traitement du combustible mais avant qu'il ne soit mélangé à d'autres combustibles;

c) s'il s'agit d'un type de combustible liquide ou gazeux autre que du gaz naturel, un prélèvement d'échantillon à chaque trimestre, avec au moins un mois d'intervalle entre chaque prélèvement;

d) s'il s'agit du gaz naturel, un prélèvement d'échantillon deux fois par année civile, avec un intervalle d'au moins quatre mois entre chaque prélèvement.

Échantillons additionnels

(3) Il est entendu que la personne responsable qui prélève, pour l'application du présent règlement, plus d'échantillons que le nombre minimal prévu au paragraphe (2), doit tenir compte de tous les échantillons ou, s'il s'agit d'échantillons composites, de tous les sous-échantillons prélevés aux fins de la détermination prévue au paragraphe (1).

Données manquantes

28 (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), si, pour une raison indépendante de la volonté de la personne responsable, il manque une donnée pour déterminer l'intensité des émissions visée au paragraphe 3(1), au cours d'une période donnée de l'année civile en cause, conformément aux formules prévues à l'article 19 ou à l'un des articles 21 à 24, une donnée de remplacement pour la variable visée à l'une de ces formules, établie selon une méthode appropriée pour cette période, est utilisée à cette fin.

Replacement data — CEMS

(2) If a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) is used for the determination of an element of a formula set out in section 21 but data has not been obtained for that determination during a given period, the replacement data is to be obtained in accordance with section 3.5.2 of the Reference Method.

Replacement data — Fuel-based methods

(3) If a fuel-based method referred to in paragraph 20(1)(b) is used for the determination of an element — related to the higher heating value, carbon content or molecular mass of a fuel — of a formula set out in any of sections 21 to 24 for which data has not been obtained during a given period, the replacement data is to be the average of the determinations for that element, using the fuel-based method in question, during the equivalent period prior to and, if available, subsequent to that given period. However, if the determination of that element is not available during the equivalent period prior to that given period, the replacement data is to be the determination for that element, using the fuel-based method in question, during the equivalent period subsequent to the given period.

Replacement data — multiple periods

(4) During a calendar year, there may be more than one given period, but replacement data may be obtained under subsection (1) or (3) for a maximum of 28 days during the calendar year, distributed among any or all of those periods.

PART 4

Coming into Force

July 1, 2015

29 (1) Subject to subsections (2) and (3), these Regulations come into force on July 1, 2015.

January 1, 2013

(2) Sections 1, 2 and 4, subsections 5(1) to (4) and sections 9 to 14 and 29 come into force on January 1, 2013.

Donnée de remplacement — système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

(2) Dans le cas où le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 20(1)a) est utilisé pour déterminer, au cours d'une période donnée, une quelconque variable d'une formule visée à l'article 21 et où une donnée n'a pu être obtenue à l'aide de ce système, la donnée de remplacement est obtenue conformément à la section 3.5.2 de la Méthode de référence.

Donnée de remplacement — méthode fondée sur le type de combustible

(3) Dans le cas où la méthode fondée sur le type de combustible, visée à l'alinéa 20(1)b), est utilisée pour déterminer une quelconque variable d'une formule visée à l'un des articles 21 à 24 visant, selon le cas, le pouvoir calorifique supérieur, le contenu en carbone ou la masse moléculaire d'un combustible et où une donnée nécessaire au calcul de la variable ne peut être fournie pour une période donnée, la donnée de remplacement correspond à la moyenne des données disponibles pour cette variable, établie à l'aide de la méthode en question, pendant la période équivalente précédant la période en cause et, le cas échéant, la période équivalente qui la suit. Toutefois, si aucune donnée n'est disponible pour cette variable pendant la période équivalente précédant la période en cause, la donnée de remplacement est la valeur établie pour celle-ci à l'aide de cette méthode, au cours de la période équivalente qui suit cette période.

Données de remplacement — plusieurs périodes données

(4) Si une donnée n'est pas disponible au cours d'une ou plusieurs périodes données au cours de l'année civile en cause, une donnée de remplacement visée aux paragraphes (1) ou (3) ne peut être fournie que pour un maximum de vingt-huit jours de cette année civile, répartis sur une ou plusieurs des périodes en cause.

PARTIE 4

Entrée en vigueur

1^{er} juillet 2015

29 (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} juillet 2015.

1^{er} janvier 2013

(2) Les articles 1, 2 et 4, les paragraphes 5(1) à (4) et les articles 9 à 14 et 29 entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2013.

January 1, 2030

(3) Section 3, in respect of standby units, comes into force on January 1, 2030.

1^{er} janvier 2030

(3) L'article 3, à l'égard des groupes de réserve, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2030.

SCHEDULE 1

(Subsection 4(1))

Registration Report — Information Required

1 The following information respecting the responsible person:

- (a)** an indication of whether they are the owner or operator of the unit and their name and civic address;
- (b)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of their authorized official; and
- (c)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2 The following information respecting the unit:

- (a)** for each responsible person for the unit, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any
 - (i)** their name and civic address,
 - (ii)** an indication of whether they are an owner or operator, and
 - (iii)** in the case of an owner, their percentage of ownership interest;
- (b)** its name and civic address, if any;
- (c)** if applicable, its National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purpose of section 48 of the Act;
- (d)** for an existing or old unit, the calendar year in which it reaches, or has reached, the end of its useful life;
- (e)** its commissioning date; and
- (f)** its production capacity.

SOR/2018-263, s. 12.

ANNEXE 1

(paragraphe 4(1))

Rapport d'enregistrement — renseignements à fournir

1 Renseignements sur la personne responsable :

- a)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du groupe, ainsi que ses nom et adresse municipale;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si celle-ci n'est pas l'agent autorisé.

2 Renseignements sur le groupe :

- a)** le cas échéant, à l'égard de chaque personne responsable du groupe autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a) :
 - (i)** ses nom et adresse municipale,
 - (ii)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant,
 - (iii)** dans le cas où elle est le propriétaire, le pourcentage du titre de participation dans ce groupe;
- b)** ses nom et adresse municipale, le cas échéant;
- c)** le cas échéant, le numéro d'identification que lui a attribué le ministre pour les besoins de l'inventaire national des rejets de polluants établi en application de l'article 48 de la Loi;
- d)** s'il s'agit d'un groupe existant ou d'un groupe en fin de vie utile, l'année civile durant laquelle il a atteint ou atteindra la fin de sa vie utile;
- e)** sa date de mise en service;
- f)** sa capacité de production.

DORS/2018-263, art. 12.

SCHEDULE 2

(Paragraph 9(2)(c))

Technical Feasibility Study — Information Required

1 The following information respecting the capture element of the carbon capture and storage system:

- (a) a description of how the emissions are to be captured, including a preliminary engineering design and a description of the preferred technology and processes to be used;
- (b) a description of the principal modifications to the unit that are needed for its integration with the capture element to enable the responsible person to comply with subsection 3(1) of these Regulations;
- (c) an identification of any major equipment to be installed and of any other significant equipment to be modified or replaced;
- (d) process flow diagrams and mass and energy balances, including external energy inputs;
- (e) a summary of auxiliary energy loads;
- (f) an estimate of the unit's production capacity when it is operating with an integrated capture element;
- (g) an estimate of the unit's gross quantity of electricity produced for a calendar year — set out in the description of G_{gross} in subsection 19(1) of these Regulations — when it is operating with an integrated capture element;
- (h) an estimate of the rate of capture of CO₂ emissions and of the volume of CO₂ emissions, expressed in standard m³, to be captured for a calendar year and for the operating life of the unit;
- (i) a preliminary resource analysis for the unit when it is operating with an integrated capture element, including water consumption, heat and power consumption, raw material consumption and fuel consumption;
- (j) documents establishing that adequate space has been set aside at the power plant in which the unit is located and that adequate access is to be provided for the purpose of installing the required equipment, including site plans that show
 - (i) the outline and location of all significant electricity generating equipment, carbon capture equipment and compression equipment, as well as any ancillary equipment necessary, sized to capture the sufficient volume of CO₂ referred to in subparagraph 9(2)(c)(i) of these Regulations,
 - (ii) all areas that are to be used for carrying out the construction of the capture element, and

ANNEXE 2

(alinéa 9(2)c))

Étude de faisabilité technique — renseignements à fournir

1 Renseignements sur l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone :

- a) une description de la méthode qui sera utilisée pour capter les émissions, y compris un avant-projet de conception technique et une description de la technologie et du procédé privilégiés qui seront utilisés;
- b) une description de toute modification majeure qui devra être apportée au groupe pour réaliser l'intégration de l'élément de captage d'une manière permettant à la personne responsable de se conformer au paragraphe 3(1) du présent règlement;
- c) la mention de tout équipement majeur devant être installé et de tout autre équipement d'importance devant être modifié ou remplacé;
- d) les schémas des processus et les bilans massique et énergétique, y compris les intrants énergétiques externes;
- e) un sommaire des charges énergétiques auxiliaires;
- f) une estimation de la capacité de production du groupe une fois l'élément de captage intégré;
- g) une estimation de la quantité brute d'électricité produite par ce groupe, au cours d'une année civile — selon la variable G_{brute} visée au paragraphe 19(1) du présent règlement —, une fois l'élément de captage intégré;
- h) une estimation du taux de captage d'émissions de CO₂ et du volume d'émissions de CO₂, exprimée en m³ normalisés, à capter par année civile et de celles à capter au cours de la durée de service du groupe;
- i) une analyse préliminaire des ressources qui seront utilisées par le groupe une fois l'élément de captage intégré, y compris la consommation d'eau, de chaleur, d'énergie, de matières premières et de combustibles;
- j) les documents établissant qu'un espace et un accès adéquats ont été prévus à la centrale électrique où le groupe est situé pour l'installation de l'équipement nécessaire au captage, y compris les plans du site qui comportent :
 - (i) le dessin graphique et l'emplacement des principales pièces d'équipement de la production d'électricité, et de captage et de compression de carbone, ainsi que de tout équipement accessoire de la dimension appropriée pour capter le volume suffisant de CO₂ visé au sous-alinéa 9(2)c)(i) du présent règlement,

(iii) the point of exit of the pipeline to transport the captured CO₂ emissions from the power plant to the storage site, if the captured CO₂ emissions are not stored at the power plant;

(k) an identification of the potential risks and obstacles, based on the preferred capture technology, to the construction and operation of the capture element integrated with the unit;

(l) a list of each environmental, safety and other approval or permit that is required for the construction or operation of the unit integrated with the capture element; and

(m) a list of potential suppliers of equipment, materials or services that are needed for the construction and operation of the unit integrated with the capture element.

2 The following information respecting the transportation element of the carbon capture and storage system:

(a) an identification of, and justification for, one or more preferred transport methods and routes to an appropriate geological storage site referred to in paragraph 3(b), supported by a routing map and a geographic information system (GIS) file for each method and route;

(b) the expected location and size of pumping stations, of receipt and delivery points and of any interconnects on the pipeline for each preferred route;

(c) an estimation of the diameter of the pipeline for each preferred route that is required to transport the sufficient volume of CO₂ referred to in subparagraph 9(2)(c)(i) of these Regulations;

(d) if applicable, a detailed description of how any tankers that are to be used to transport the captured CO₂ emissions are to be obtained and, if required, commissioned and a plan detailing how any required port infrastructure for shipping the captured CO₂ emissions on those tankers is to be developed;

(e) an identification of the potential risks and obstacles, for each preferred route, to the construction and operation of the pipeline or shipping network along that route, including any surface or subsurface land use that may conflict with that construction or operation, along with an explanation of how those risks and obstacles are to be overcome ;

(f) a list of each environmental, safety and other approval or permit that is required for the construction or operation of the transportation element; and

(ii) l'espace qui sera utilisé pour procéder à la construction de l'élément de captage du système,

(iii) le point de sortie du pipeline qui transporte les émissions de CO₂ captées, à partir de la centrale électrique où le groupe est situé jusqu'au site de séquestration, si elles ne sont pas séquestrées à cette centrale électrique;

k) la mention des risques et des obstacles éventuels liés à la construction du système de captage et à son exploitation une fois qu'il sera intégré au groupe, compte tenu de la technologie de captage privilégiée;

l) la liste des autorisations et des permis requis pour la construction et l'exploitation du groupe auquel est intégré l'élément de captage, notamment ceux qui sont liés à la protection de l'environnement et à la sécurité;

m) la liste des fournisseurs potentiels de l'équipement, des matériaux et des services nécessaires à la construction et à l'exploitation du groupe auquel est intégré l'élément de captage.

2 Renseignements sur l'élément de transport du système de captage et de séquestration de carbone :

a) la mention d'une ou de plusieurs méthodes de transport et des routes privilégiées menant au site de séquestration géologique visé à l'alinéa 3b) et la justification de ces choix, y compris les parcours et les fichiers du système d'information géographique (SIG) à l'appui, pour chaque méthode et chaque route choisie;

b) l'emplacement prévu et la taille des stations de pompage, y compris l'emplacement des points de réception et de livraison ainsi que des interconnexions du pipeline pour chaque route privilégiée;

c) pour chaque route privilégiée, une estimation du diamètre du pipeline qui est requis pour transporter le volume suffisant de CO₂ visé au sous-alinéa 9(2)c)(i) du présent règlement;

d) le cas échéant, une description détaillée de la façon d'obtenir les navires-citernes requis pour le transport des émissions de CO₂ captées ou de les mettre en service, accompagnée d'un plan détaillé de l'infrastructure portuaire à aménager pour permettre l'expédition de ces émissions de CO₂ à bord de ces navires-citernes;

e) la mention des risques et des obstacles éventuels liés à la construction et à l'exploitation, pour chacune des routes privilégiées, du pipeline ou du réseau d'expédition, selon le cas, y compris ceux reliés à l'utilisation des terres de surface ou souterraines à ces fins, accompagnée d'une indication de la façon de surmonter ces risques et obstacles;

f) la liste des autorisations et des permis requis pour la construction et l'exploitation de l'élément de transport, notamment ceux qui sont liés à la protection de l'environnement et à la sécurité;

(g) a list of potential suppliers of equipment, materials or services that are needed for the construction and operation of the transportation element.

3 The following information respecting the storage element of the carbon capture and storage system:

(a) an estimation of the volume of CO₂ emissions, expressed in standard m³, to be captured and stored during each calendar year and over the anticipated operating life of the unit;

(b) an identification of one or more suitable geological sites for storage that are expected to be used to store the captured CO₂ emissions, supported by a delineation of the geographical extent of each storage site and at least one study showing that the required capacity to store the sufficient volume of CO₂ referred to in subparagraph 9(2)(c)(i) of these Regulations is available based on generally accepted national or international protocols for storage capacity estimation;

(c) an identification of any requirement under federal or provincial laws for the purity of captured CO₂ emissions, along with an explanation of how that requirement is to be met;

(d) a preliminary assessment of the integrity of the storage element in preserving an impervious barrier to leakage of stored CO₂ emissions and of any risk to breaching that integrity, at each feasible storage site referred to in paragraph (b), along with a preliminary strategy to mitigate the risk;

(e) a preliminary plan for measuring and verifying the volume of stored CO₂ emissions and for monitoring any leak of the stored CO₂ emissions from the storage element;

(f) an identification of any surface or subsurface land use that may conflict with the operation of the storage element at each feasible storage site referred to in paragraph (b), along with an explanation of how the conflict is to be resolved in order to ensure access to each of those sites;

(g) a list of each environmental, safety and other approval or permit that is required for the construction or operation of the storage element; and

(h) a list of potential suppliers of equipment, materials or services that are needed for the construction and operation of the storage element for each feasible site referred to in paragraph (b).

(g) la liste des fournisseurs potentiels de l'équipement, des matériaux et des services nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'élément de transport.

3 Renseignements sur l'élément de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone :

(a) une estimation du volume d'émissions de CO₂, exprimée en m³ normalisés, devant être capté et séquestré au cours d'une année civile et pendant la durée de service envisagée du groupe;

(b) la mention du ou des sites adéquats pour la séquestration géologique des émissions de CO₂ captées, accompagnée de la délimitation de l'étendue géographique de chacun de ces sites et d'au moins une étude, effectuée selon une méthode d'estimation de la capacité de séquestration généralement reconnue au plan national ou international, démontrant que la capacité requise pour capter le volume suffisant d'émissions de CO₂ visé au sous-alinéa 9(2)c)(i) du présent règlement est disponible;

(c) la mention des exigences imposées par les règles de droit fédérales ou provinciales à l'égard de la pureté des émissions de CO₂ captées, accompagnée d'une explication de la façon dont elles seront respectées;

(d) une évaluation préliminaire de l'intégrité de l'élément de séquestration, notamment de son étanchéité, et de tout risque susceptible de porter atteinte à cette intégrité à chacun des sites potentiels retenus, accompagnée d'une stratégie préliminaire pour limiter ces risques;

(e) un plan préliminaire de mesure et de vérification du volume des émissions de CO₂ séquestrées et de surveillance de toute fuite d'émissions de CO₂ provenant de l'élément de séquestration;

(f) la mention de toute utilisation des terres de surface ou souterraines qui sont susceptibles d'entrer en conflit avec le fonctionnement de l'élément de séquestration à chacun des sites potentiels retenus, accompagnée d'une explication des solutions envisagées pour régler ce conflit et permettre l'accès à chacun de ces sites;

(g) la liste des autorisations et des permis requis pour la construction et l'exploitation de l'élément de séquestration, notamment ceux qui sont liés à la protection de l'environnement et à la sécurité;

(h) la liste des fournisseurs potentiels de l'équipement, des matériaux et des services nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'élément de séquestration à chacun des sites potentiels retenus.

SCHEDULE 3

(Paragraphs 9(2)(d) and 11(1)(b))

Information on Section 10 Requirements

1 If a front end engineering design study referred to in paragraph 10(a) of these Regulations has been carried out, the following information to summarize that study:

- (a)** an overall description of the construction project for the carbon capture and storage system, including technical drawings and documents that describe
 - (i)** the configuration and layout of the power plant in which the unit is located when it is operating with an integrated capture element of the system,
 - (ii)** the transportation element of the system, and
 - (iii)** the site of the storage element of the system;
- (b)** an estimate of capital cost of the construction project, including a summary of the analysis that led to that estimate and a justification for the margin of error of that estimate;
- (c)** a summary of the safety review of the capture element of the carbon capture and storage system;
- (d)** a summary of the risk assessment of the carbon capture and storage system;
- (e)** a summary of the strategy to mitigate those risks;
- (f)** a summary of the plan to carry out the construction of the carbon capture and storage system, including a schedule for the completion of its major steps;
- (g)** an identification of potential persons with whom agreements can be entered into to carry out the construction of the carbon capture and storage system;
- (h)** the name and business address of the persons responsible for the development of the front end engineering design study and a description of their contribution to its development;
- (i)** a description of the capture technology selected in the front end engineering design study for the capture element of the carbon capture and storage system and of the capture element's integration with the unit;
- (j)** an identification of any major equipment required to be purchased for the construction of the capture element of the carbon capture and storage system;
- (k)** an estimate of the performance of the unit when it is operating with an integrated carbon capture and storage system, supported by process flow diagrams and mass and energy balances, including an estimate of

ANNEXE 3

(alinéas 9(2)d) et 11(1)b))

Renseignements relatifs aux exigences de l'article 10

1 Si l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé visée à l'alinéa 10a) du présent règlement est achevée, les renseignements ci-après qui résument cette étude :

- a)** une description générale du projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone, accompagnée des dessins et documents techniques décrivant :
 - (i)** la configuration et la disposition de la centrale électrique où est situé le groupe auquel l'élément de captage sera intégré,
 - (ii)** l'élément de transport du système,
 - (iii)** le site de séquestration du système;
- b)** une estimation des coûts du projet de construction, accompagnée d'un résumé de l'analyse menant à cette estimation et d'une explication de la marge d'erreur de cette estimation;
- c)** un résumé de l'évaluation de la sécurité de l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone;
- d)** un résumé de l'évaluation des risques relatifs au système de captage et de séquestration de carbone;
- e)** un résumé de la stratégie visant à limiter ces risques;
- f)** un résumé du plan relatif au projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone, y compris un échéancier des principales étapes;
- g)** l'identification des personnes qui seront potentiellement les parties contractantes aux accords établis pour la construction du système de captage et de séquestration de carbone;
- h)** les nom et adresse d'affaires des personnes ayant contribué à l'élaboration de l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé, ainsi qu'une description de leur contribution;
- i)** dans le cadre de l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé, une description de la technologie qui sera utilisée pour l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone et une indication de la façon dont cet élément de captage sera intégré au groupe;
- j)** la mention de tout équipement majeur à acquérir pour la construction de l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone;

(i) the rate of capture of CO₂ emissions and the volume of CO₂ emissions, expressed in standard m³, to be captured for a calendar year and for the operating life of the unit,

(ii) the production capacity of the unit,

(iii) the unit's gross quantity of electricity produced for a calendar year — as set out in the description of G_{gross} in subsection 19(1) of these Regulations — when it is operating with an integrated capture element,

(iv) a summary of auxiliary energy loads,

(v) the period during a calendar year during which a unit is expected to be available for producing electricity, and

(vi) for a calendar year, the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit and the quantity of emissions of nitrogen oxides, sulphur oxides, particulate matter, mercury and, if applicable, ammonia from the unit; and

(I) a summary of the resource analysis for the unit when it is operating with an integrated capture element of the carbon capture and storage system, including water consumption, heat and power consumption, raw material consumption and fuel consumption.

2 If any major equipment that is necessary for the capture element referred to in paragraph 10(b) of these Regulations has been purchased, a copy of the purchase orders and receipts respecting the purchase of that equipment.

3 A declaration, signed by all contracting parties to any contract referred to in paragraph 10(c) of these Regulations, that indicates that the contract has been entered into and the date on which it was entered into.

4 A copy of any permit or approval referred to in paragraph 10(d) that has been obtained.

5 A declaration — signed by the responsible person and, if applicable, any party contracting with the responsible person for the capture, transportation or storage elements of the carbon capture and storage system — that indicates the date on which CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit have been captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and have been transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be.

k) les prévisions quant à la performance du groupe une fois le système de captage et de séquestration de carbone intégré, accompagnées des schémas des processus et des bilans massique et énergétique, y compris une estimation des éléments suivants :

(i) le taux de captage d'émissions de CO₂ et le volume d'émissions de CO₂, exprimée en m³ normalisés, à capter par année civile et de celles à capter au cours de la durée de service du groupe,

(ii) la capacité de production du groupe,

(iii) une estimation de la quantité brute d'électricité produite par le groupe au cours d'une année civile — selon la variable G_{brute} visée au paragraphe 19(1) du présent règlement — une fois l'élément de captage intégré,

(iv) un sommaire des charges énergétiques auxiliaires,

(v) la période au cours d'une année civile pendant laquelle le groupe devrait être disponible pour produire de l'électricité,

(vi) à l'égard d'une année civile, la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles et la quantité des émissions d'oxyde d'azote, d'oxyde de soufre, de particules, de mercure et, s'il y a lieu, d'ammoniac provenant du groupe;

l) un résumé de l'analyse des ressources qui seront utilisées par le groupe une fois l'élément de captage intégré, y compris la consommation d'eau, de chaleur, d'énergie, de matières premières et de combustibles.

2 Si les pièces d'équipements majeurs nécessaires pour l'élément de captage, visées à l'alinéa 10b) du présent règlement, ont été achetées, une copie des bons de commande et des reçus relatifs à leur achat.

3 Une déclaration, signée par les parties contractantes à tout contrat visé à l'alinéa 10c) du présent règlement, établissant que le contrat a été conclu, et la date à laquelle il a été conclu.

4 Une copie des autorisations et des permis obtenus, aux termes de l'alinéa 10d) du présent règlement.

5 Une déclaration, signée par la personne responsable et, le cas échéant, par toute partie contractante avec cette personne relativement à l'élément de captage, de transport ou de séquestration, selon laquelle le système de captage et de séquestration de carbone intégré au groupe a capté les émissions de CO₂ provenant de ce groupe par suite de la combustion des combustibles fossiles, conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente cette activité, et les a transportées et séquestrées, conformément aux règles de droit du Canada ou d'une province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées, et une indication de la date à laquelle le

captage, le transport et la séquestration, selon le cas, a commencé.

SCHEDULE 4

(Section 15)

Annual Report — Information Required

1 The following information respecting the responsible person:

- (a)** an indication of whether they are the owner or operator of the unit and their name and civic address;
- (b)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of their authorized official; and
- (c)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2 The following information respecting the unit:

- (a)** for each responsible person for the unit, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any
 - (i)** their name and civic address,
 - (ii)** an indication of whether they are an owner or operator, and
 - (iii)** in the case of an owner, their percentage of ownership interest;
- (b)** its name and civic address, if any;
- (c)** its registration number and, if applicable, its National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purpose of section 48 of the Act;
- (d)** if applicable, the number of other units located at the power plant in which the unit is located and, for each of those other units, the information referred to in paragraph (a); and
- (e)** if applicable, a statement that indicates that the unit shares a common stack with one or more of those other units, along with a statement that identifies each of those other units.

3 The following information respecting the emission-intensity referred to in subsection 3(1) of these Regulations from the combustion of fuel in the unit — other than a unit referred to in paragraph 4(d) — during the calendar year:

- (a)** the emission-intensity for the unit, namely the ratio of the quantity of CO₂ emissions referred to in paragraph (c) to the quantity of electricity referred to in subparagraph (b)(i), expressed in tonnes per GWh;

ANNEXE 4

(article 15)

Rapport annuel — renseignements à fournir

1 Renseignements sur la personne responsable :

- a)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du groupe, ainsi que ses nom et adresse municipale;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si celle-ci n'est pas l'agent autorisé.

2 Renseignements sur le groupe :

- a)** le cas échéant, à l'égard de chaque personne responsable du groupe autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a) :
 - (i)** ses nom et adresse municipale,
 - (ii)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant,
 - (iii)** dans le cas où elle est le propriétaire, le pourcentage du titre de participation dans ce groupe;
- b)** ses nom et adresse municipale, le cas échéant;
- c)** le numéro d'enregistrement et, le cas échéant, le numéro d'identification que lui a attribué le ministre pour les besoins de l'inventaire national des rejets de polluants établi en application de l'article 48 de la Loi;
- d)** le cas échéant, le nombre de groupes situés à la centrale électrique où se trouve le groupe en cause et, pour chacun de ces groupes, les renseignements prévus à l'alinéa a);
- e)** le cas échéant, une mention indiquant que le groupe en cause partage une cheminée commune avec l'un ou l'autre des groupes visés à l'alinéa d), et les renseignements permettant d'identifier chacun de ces groupes.

3 Renseignements sur l'intensité des émissions — visées au paragraphe 3(1) du présent règlement — provenant de la combustion de combustibles par le groupe, autre qu'un groupe visé à l'alinéa 4d), au cours de l'année civile en cause :

- a)** l'intensité des émissions provenant du groupe, soit la proportion de la quantité d'émissions de CO₂ mentionnée à l'alinéa c) par rapport à la quantité d'électricité

(b) in respect of the quantity of electricity produced by the unit

(i) that quantity determined in accordance with section 19 of these Regulations, expressed in GWh,

(ii) the value determined for G_{gross} and G_{aux} in the formula set out in subsection 19(1) of these Regulations, expressed in GWh,

(iii) the gross electricity produced by the units located at the power plant for the calendar year, namely the sum of the value determined for G_{gross} referred to in subparagraph (ii) and of the gross electricity produced by all other units located at the power plant determined in accordance with that description of G_{gross} ,

(iv) the quantity of electricity, expressed in GWh, that is used by the power plant in which the unit is located during the calendar year to operate infrastructure and equipment for electricity generation and for separation, but not pressurization, of CO_2 , based on data collected using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*,

(v) if that calendar year is the calendar year referred to in subsection 19(2) of these Regulations for which a method of attribution was first used, a detailed description of that method of attribution and an explanation of why it is appropriate, and

(vi) if that calendar year is a subsequent calendar year referred to in subsection 19(3) of these Regulations, a detailed description of the method of attribution referred to in that subsection used for that subsequent calendar year and an explanation of why it is appropriate;

(c) in respect of the quantity of CO_2 emissions from the combustion of fuels in the unit,

(i) if paragraph 20(1)(a) of these Regulations applies for the determination of that quantity,

(A) that quantity, expressed in tonnes, determined in accordance with section 21 of these Regulations,

(B) the values, expressed in tonnes, determined for E_u , E_{bio} and $E_{\text{non-ccs}}$ in the formula set out in subsection 21(1) of these Regulations,

(C) a statement that indicates which of paragraphs (a) and (b) of the description of that E_{bio} was used to determine the value of that element, and

(D) the value, expressed in tonnes, determined for E_s in the formula set out in subparagraph 21(2)(d)(ii) of these Regulations, and

(ii) if paragraph 20(1)(b) of these Regulations applies for the determination of that quantity,

mentionnée au sous-alinéa b)(i), exprimée en tonnes par GWh;

b) à l'égard de la quantité d'électricité produite par le groupe :

(i) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 19 du présent règlement, exprimé en GWh,

(ii) les valeurs déterminées pour les variables G_{brute} et G_{aux} de la formule prévue au paragraphe 19(1) du présent règlement, exprimées en GWh,

(iii) la quantité brute d'électricité produite par les groupes situés à la centrale électrique au cours de l'année civile en cause, obtenue par addition de la valeur de la variable G_{brute} visée au sous-alinéa (ii) pour le groupe en cause et de la quantité brute d'électricité produite par les autres groupes situés à cette centrale électrique et déterminée par application de la description de cette même variable G_{brute} à chacun d'eux,

(iv) la quantité d'électricité, exprimée en GWh, utilisée par la centrale électrique où le groupe est situé, au cours de l'année civile en cause, pour le fonctionnement de l'infrastructure et de l'équipement pour la production d'électricité et la séparation de CO_2 , autres que les équipements de pressurisation, déterminée à partir de données fournies à l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*,

(v) si l'année civile en cause est celle visée au paragraphe 19(2) du présent règlement, à l'égard de laquelle une méthode d'attribution a été utilisée pour la première fois, le détail de cette méthode et la justification de ce qui en fait une méthode approuvée,

(vi) si l'année civile en cause est une année civile subséquente visée au paragraphe 19(3) du présent règlement, le détail de la méthode d'attribution visée à ce paragraphe utilisée à l'égard de cette année et la justification de ce qui en fait une méthode approuvée;

c) à l'égard de la quantité des émissions de CO_2 provenant de la combustion de combustibles par le groupe :

(i) dans le cas visé à l'alinéa 20(1)a) du présent règlement :

(A) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 21 du présent règlement, exprimé en tonnes,

(B) les valeurs, exprimées en tonnes, déterminées pour les variables E_g , E_{bio} et $E_{\text{non-ccs}}$ de la formule prévue au paragraphe 21(1) du présent règlement,

(C) la mention de celle des méthodes de quantification visées aux alinéas a) ou b) de la description de cette variable qui a été appliquée, le

(A) that quantity, expressed in tonnes, determined in accordance with section 22 of these Regulations and, as the case may be, section 23 or 24 of these Regulations,

(B) the values, expressed in tonnes, determined for E_i for each fuel combusted, and for E_{ccs} , in the formula in section 22 of these Regulations,

(C) the value, expressed in tonnes, determined for E_s in the formula set out in subparagraph 21(2)(d)(ii) of these Regulations,

(D) a statement for each fuel combusted that indicates which of section 23 and 24 of these Regulations was used to determine the quantity referred to in clause (A),

(E) if that quantity was determined in accordance with section 23 of these Regulations,

(I) the value of CC_A in the formula set out in paragraph 23(1)(a), (b) or (c) of these Regulations, as the case may be, for each fuel combusted, and

(II) a statement that indicates which of the ASTM standards and of the methods referred to in the description of CC_i in the formula in subsection 23(2) of these Regulations were used to determine the value of CC_A referred to in subclause (I) or, for a sample of gaseous fuel, that indicates that a direct measuring device was used to determine that value, and

(F) if that quantity was determined in accordance with section 24 of these Regulations,

(I) for each fuel combusted,

1. its type,
2. a statement that indicates which of paragraphs 24(2)(a) to (d) of these Regulations describes the fuel, and
3. in the case of a fuel described by paragraph 24(2)(b) of these Regulations, the average daily rate at which the fuel was combusted,

(II) if paragraph 24(1)(a) of these Regulations applies,

1. the value of HHV, as described in paragraph (a) of that element, in the formula set out in subsection 24(4) of these Regulations, for each fuel combusted,
2. if the fuel's type is set out in column 1 of the applicable table to Schedule 5, its default CO_2 emission factor as set out in column 3 and, if that fuel's type is not so set out, the default CO_2 emission factor for that fuel's type

cas échéant, pour déterminer la valeur de la variable E_{bio} ,

(D) la valeur déterminée pour la variable E_s de la formule prévue au sous-alinéa 21(2)d)(ii) du présent règlement, exprimée en tonnes,

(ii) dans le cas visé à l'alinéa 20(1)b) du présent règlement :

(A) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 22 et, selon le cas, aux articles 23 ou 24 du présent règlement, exprimé en tonnes,

(B) les valeurs, exprimées en tonnes, de la variable E_i pour chaque combustible brûlé et de la variable E_{scs} de la formule prévue à l'article 22 du présent règlement,

(C) la valeur déterminée pour la variable E_s de la formule prévue au sous-alinéa 21(2)d)(ii) du présent règlement, exprimée en tonnes,

(D) pour chaque combustible brûlé, la mention de celui des articles 23 ou 24 du présent règlement qui a été utilisé pour arriver au résultat visé à la division (A),

(E) dans le cas où l'article 23 du présent règlement est utilisé pour déterminer le résultat visé à la division (A) :

(I) la valeur déterminée pour la variable CC_M de la formule applicable prévue, selon le cas, aux alinéas 23(1)a), b) ou c) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé,

(II) la mention de celles des normes ASTM ou de la méthode mentionnées dans la description de la variable CC_i qui ont été utilisées pour déterminer la valeur de la variable CC_M visée à la subdivision (I) ou, dans le cas d'un combustible gazeux, une indication qu'un instrument de mesure directe a été utilisé,

(F) dans le cas où l'article 24 du présent règlement est utilisé pour arriver au résultat visé à la division (A) :

(I) pour chaque combustible brûlé :

1. son type,
2. la mention de celui des alinéas 24(2)a) à d) du présent règlement qui s'applique à ce combustible,
3. s'il s'agit d'un combustible visé à l'alinéa 24(2)b) du présent règlement, le taux quotidien moyen auquel ce combustible a été brûlé,

established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default CO₂ emission factors for fuels and a statement that indicates the name of the body, and

3. a statement that indicates which of the ASTM and GPA standards and of the methods referred to in subsection 24(6) of these Regulations were used to determine the measured value of HHV referred to in sub-subclause 1 or, for a gaseous fuel, that indicates that a direct measuring device was used to determine that measured value, and

(III) if paragraph 24(1)(b) of these Regulations applies

1. the default value of HHV, as described in paragraph (b) of that element, in the formula set out in subsection 24(4) of these Regulations, for each fuel combusted,

2. a statement that explains the absence of a measured higher heating value and that indicates, if that default higher heating value is established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels, the name of the body, and

3. if the fuel's type is set out in column 1 of the applicable table to Schedule 5, its default CO₂ emission factor as set out in column 3 and, if that fuel's type is not so set out, the default CO₂ emission factor for that fuel's type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default CO₂ emission factors for fuels and a statement that indicates the name of the body;

(d) if applicable, documents that establish that the captured CO₂ emissions were captured, transported and stored as described in subsection 3(5) of these Regulations;

(e) if applicable, the quantity of CO₂ emissions that were captured, determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO₂ in, those emissions; and

(f) for each type of fuel combusted,

(i) the type and, if that type is biomass, an explanation of why that type is biomass as defined in subsection 2(1) of these Regulations, and

(ii) the quantity of fuel combusted.

(II) dans le cas où l'alinéa 24(1)a) du présent règlement s'applique :

1. la valeur déterminée pour la variable HHV de la formule prévue au paragraphe 24(4) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé, selon l'alinéa a) de cette variable,

2. le facteur d'émissions de CO₂ par défaut mentionné à la colonne 3 du tableau applicable de l'annexe 5 pour chaque combustible brûlé visé à la colonne 1 ou, si le combustible n'y est pas visé, celui fixé par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, et la mention du nom de cet organisme,

3. la mention de celle des normes de l'ASTM ou de la GPA, ou de la méthode, visées au paragraphe 24(6) du présent règlement qui ont été utilisées pour déterminer la valeur mesurée de la variable HHV visée à la sous-subdivision 1 ou, dans le cas d'un combustible gazeux, la mention qu'un instrument de mesure directe a été utilisé,

(III) dans le cas où l'alinéa 24(1)b) du présent règlement s'applique :

1. la valeur par défaut pour la variable HHV — à l'alinéa b) de cette variable — de la formule prévue au paragraphe 24(4) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé,

2. à défaut de cette valeur, une explication de l'absence d'une mesure du pouvoir calorifique supérieur et, lorsque cette valeur par défaut du pouvoir calorifique supérieur est fixée par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, le nom de cet organisme,

3. le facteur d'émissions de CO₂ par défaut mentionné à la colonne 3 du tableau applicable de l'annexe 5 pour chaque combustible brûlé visé à la colonne 1 ou, si le combustible n'y est pas visé, celui fixé par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, et la mention du nom de cet organisme;

d) le cas échéant, les documents établissant que les émissions de CO₂ qui sont captées ont été captées, transportées et séquestrées conformément au paragraphe 3(5) du présent règlement;

e) le cas échéant, la quantité des émissions de CO₂ captées déterminée à l'aide d'une mesure directe de leur débit et de leur concentration en CO₂;

4 Information for the calendar year respecting

- (a)** the number of hours during which the unit produced electricity;
- (b)** if a substituted unit referred to in subsection 5(1) of these Regulations has been substituted for an original unit, the production capacity of that substituted unit;
- (c)** for a standby unit, the capacity factor for the standby unit;
- (d)** for a unit granted an exemption under subsection 7(4) of these Regulations,
 - (i)** the emergency period for the calendar year, namely, the period that begins on the first day in the calendar year on which the emergency existed and that ends on the last day in the calendar year on which it existed,
 - (ii)** the number of hours in the emergency period during which the unit operated, and
 - (iii)** the information referred to in item 3 for each emergency period for, and any other period of, the calendar year; and
- (e)** for an existing unit referred to in subsection 14(4) of these Regulations, the percentage of CO₂ emissions from the unit that are captured, transported and stored, along with supporting documents to establish the validity of that percentage.

5 A copy of the auditor's report referred to in subsection 26(4) of these Regulations.

6 If replacement data referred to in section 28 of these Regulations was used for a day or days for a given period referred to in subsection 28(1) of these Regulations during the calendar year,

- (a)** the reason for which data required to determine the value of an element of a formula set out in section 19 or any of sections 21 to 24 of these Regulations was not obtained and an explanation as to why that reason was out of the control of the responsible person;
- (b)** the element of the formula for which data was not obtained and the date of the day on which the data was not obtained and, if that data was not obtained for a period of several days, the dates of the days on which the period begins and ends; and

f) à l'égard de chaque type de combustible brûlé :

- (i)** le type et, s'il s'agit de biomasse, une mention indiquant en quoi ce type est de la biomasse au sens du paragraphe 2(1) du présent règlement,
- (ii)** la quantité brûlée.

4 Renseignements, au cours de l'année civile, à l'égard des éléments suivants :

- a)** le nombre d'heures pendant lesquelles le groupe en cause a produit de l'électricité;
- b)** dans le cas où un groupe qui atteint la fin de sa vie utile a fait l'objet d'une substitution aux termes du paragraphe 5(1) du présent règlement, la capacité de production du groupe substitutif;
- c)** s'il s'agit d'un groupe de réserve, le facteur de capacité de ce groupe;
- d)** s'il s'agit d'un groupe à l'égard duquel une exemption a été accordée au titre du paragraphe 7(4) du présent règlement :
 - (i)** au cours de l'année civile en cause, la période qu'a duré la situation d'urgence, soit la date à laquelle la situation a débuté et celle à laquelle elle a pris fin,
 - (ii)** le nombre d'heures au cours de la période visée au sous-alinéa (i) pendant lesquelles le groupe était en service,
 - (iii)** les renseignements visés à l'article 3 à l'égard de toute période visée au sous-alinéa (i) et de toute autre période au cours de l'année civile en cause;
- e)** dans le cas d'un groupe existant visé au paragraphe 14(4) du présent règlement, le pourcentage des émissions de CO₂ provenant du groupe qui sont captées, transportées et séquestrées ainsi que les documents démontrant son exactitude.

5 Une copie du rapport du vérificateur visé au paragraphe 26(4) du présent règlement.

6 Renseignements sur les données de remplacement établies conformément à l'article 28 du présent règlement pour un jour donné au cours de l'année civile en cause, le cas échéant :

- a)** les raisons de l'absence de la donnée pour la variable visée à l'une des formules visées à l'article 19 ou à l'un des articles 21 à 24 du présent règlement et une justification établissant que cette absence était indépendante de la volonté de la personne responsable;
- b)** la variable pour laquelle la donnée n'a pas été obtenue et la date du jour en cause et, s'il s'agit d'une période de plusieurs jours, la date du début de cette période et la date à laquelle elle a pris fin;

(c) the value determined for that element using replacement data, along with details of that determination, including

(i) the data used to make that determination for each period of one or several days,

(ii) the method used to obtain that data, and

(iii) in the case of a determination of the value of an element referred to in subsection 28(3) of these Regulations for a given period, a justification for the given period being used as the basis of that determination.

c) la valeur de la variable visée à l'alinéa b) déterminée à l'aide de données de remplacement, et le détail de sa détermination, notamment :

(i) les données utilisées au cours de toute période d'un ou plusieurs jours pour établir la valeur de remplacement,

(ii) la méthode utilisée pour établir la donnée de remplacement,

(iii) dans le cas de la détermination de l'une ou l'autre des variables visées au paragraphe 28(3) du présent règlement, les raisons qui justifient toute période utilisée pour cette détermination.

SCHEDULE 5

(Paragraphs 21 (2)(b) and 24 (1)(b) and (2)(c) and Subsection 24(4))

List of Fuels

TABLE 1

Solid Fuels

Item	Column 1 Type of fuel	Column 2 Default higher heating value (GJ/tonne) ¹	Column 3 Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1	Bituminous Canadian coal – Western	25.6	86.1
2	Bituminous Canadian coal – Eastern	27.9	82.1
3	Bituminous non-Canadian coal – U.S.	25.7	95.6
4	Bituminous non-Canadian coal – Other Countries	29.9	85.2
5	Sub-bituminous Canadian coal – Western	19.2	89.9
6	Sub-bituminous non-Canadian coal – U.S.	19.2	95.0
7	Coal – lignite	15.0	92.7
8	Coal – anthracite	27.7	86.3
9	Coal coke and metallurgical coke	28.8	86.0
10	Petroleum coke from refineries	46.4	82.3
11	Petroleum coke from upgraders	40.6	86.1
12	Municipal solid waste	11.5	86.0
13	Tires	31.2	81.5
14	Wood and wood waste ¹	19.0	88.0
15	Agricultural byproducts ¹	17.0	112.0
16	Peat ¹	9.3	106.0

¹ The default higher heating values for wood and wood waste, agricultural byproducts and peat are on a totally dry basis. The default higher heating values for the other types of fuel are on a wet basis.

TABLE 2

Liquid Fuels

Item	Column 1 Type of fuel	Column 2 Default higher heating value (GJ/kL)	Column 3 Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1	Diesel	38.3	69.5
2	Light fuel oil	38.8	70.2
3	Heavy fuel oil	42.5	73.5
4	Ethanol	21.0	64.9

ANNEXE 5

(alinéas 21(2)(b) et 24(1)(b) et (2)(c) et paragraphe 24(4))

Liste des combustibles

TABLEAU 1

Combustibles solides

Article	Colonie 1 Type de combustible	Colonie 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/tonne) ¹	Colonie 3 Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1	Charbon bitumineux canadien – Ouest	25,6	86,1
2	Charbon bitumineux canadien – Est	27,9	82,1
3	Charbon bitumineux non canadien – É.-U.	25,7	95,6
4	Charbon bitumineux non canadien – autres pays	29,9	85,2
5	Charbon subbitumineux canadien – Ouest	19,2	89,9
6	Charbon subbitumineux non canadien – É.-U.	19,2	95,0
7	Charbon – lignite	15,0	92,7
8	Charbon – anthracite	27,7	86,3
9	Coke de charbon et coke métallurgique	28,8	86,0
10	Coke de pétrole (raffineries)	46,4	82,3
11	Coke de pétrole (usines de valorisation)	40,6	86,1
12	Déchets solides municipaux	11,5	86,0
13	Pneus	31,2	81,5
14	Bois et déchets ligneux ¹	19,0	88,0
15	Sous-produits agricoles ¹	17,0	112,0
16	Tourbe ¹	9,3	106,0

¹ Les valeurs du pouvoir calorifique supérieur du bois et des déchets ligneux, des sous-produits agricoles et de la tourbe sont établies sur une base anhydre. Celles des autres types de combustibles sont établies sur une base humide.

TABLEAU 2

Combustibles liquides

Article	Colonie 1 Type de combustible	Colonie 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL)	Colonie 3 Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1	Diesel	38,3	69,5
2	Mazout léger	38,8	70,2
3	Mazout lourd	42,5	73,5
4	Éthanol	21,0	64,9

TABLE 3

Gaseous Fuels

Column 1		Column 2	Column 3
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/standard m ³)	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1	Biogas (captured methane)	0.0281	49.4

TABLE 4

List of Fuels for the Purpose of Subsection 24(2)

Column 1		Column 2	Column 3
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/kL) ²	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1	Distillate fuel oil No.1	38.78	69.37
2	Distillate fuel oil No. 2	38.50	70.05
3	Distillate fuel oil No. 4	40.73	71.07
4	Kerosene	37.68	67.25
5	Liquefied petroleum gases (LPG)	25.66	59.65
6	Propane (pure, not mixtures of LPGs) ¹	25.31	59.66
7	Propylene	25.39	62.46
8	Ethane	17.22	56.68
9	Ethylene	27.90	63.86
10	Isobutane	27.06	61.48
11	Isobutylene	28.73	64.16
12	Butane	28.44	60.83
13	Butylene	28.73	64.15
14	Natural gasoline	30.69	63.29
15	Motor gasoline	34.87	65.40
16	Aviation gasoline	33.52	69.87
17	Kerosene-type aviation	37.66	68.40
18	Pipeline quality natural gas	0.03793 ²	50.12

¹ The default higher heating value and the default CO₂ emission factor for propane are only for pure gas propane. The product commercially sold as propane is to be considered LPG for the purpose of these Regulations.

² The default higher heating value for pipeline quality natural gas is expressed in GJ/standard m³

TABLEAU 3

Combustibles gazeux

Colonne 1		Colonne 2	Colonne 3
Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/m ³ normalisés)	Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1	Biogaz (méthane capté)	0,0281	49,4

TABLEAU 4

Liste de combustibles pour l'application du paragraphe 24(2)

Colonne 1		Colonne 2	Colonne 3
Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL) ²	Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1	Mazout léger n° 1	38,78	69,37
2	Mazout léger n° 2	38,50	70,05
3	Mazout lourd n° 4	40,73	71,07
4	Kérosène	37,68	67,25
5	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	25,66	59,65
6	Propane (pur, pas un mélange de GPL) ¹	25,31	59,66
7	Propylène	25,39	62,46
8	Éthane	17,22	56,68
9	Éthylène	27,90	63,86
10	Isobutane	27,06	61,48
11	Isobutylène	28,73	64,16
12	Butane	28,44	60,83
13	Butylène	28,73	64,15
14	Essence naturelle	30,69	63,29
15	Essence à moteur	34,87	65,40
16	Essence aviation	33,52	69,87
17	Kérosène type aviation	37,66	68,40
18	Gaz naturel de qualité pipeline	0,03793 ²	50,12

¹ Le pouvoir calorifique supérieur par défaut et le facteur d'émissions de CO₂ par défaut pour le propane s'appliquent uniquement au gaz propane pur. Pour l'application du présent règlement, les produits commerciaux vendus comme étant du propane sont réputés être du gaz de pétrole liquéfié (GPL).

² Le pouvoir calorifique supérieur par défaut pour le gaz naturel de qualité pipeline est exprimé en GJ/m³ normalisés.

SCHEDULE 6

(Subsection 26(4))

Auditor's Report — Information Required

- 1** The name, civic address and telephone number of the responsible person.
- 2** The name, civic address, telephone number and qualifications of the auditor and, if any, the auditor's fax number and email address.
- 3** The procedures followed by the auditor to assess whether
 - (a)** the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6 of the Reference Method; and
 - (b)** the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS meets the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.
- 4** A declaration of the auditor's opinion as to whether
 - (a)** the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control Manual referred to in section 6 of the Reference Method; and
 - (b)** the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS has met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.
- 5** A statement of the auditor's opinion as to whether the responsible person has ensured that the Quality Assurance/Quality Control manual was updated in accordance with sections 6.1 and 6.5.2 of the Reference Method.

ANNEXE 6

(paragraphe 26(4))

Rapport du vérificateur — renseignements à fournir

- 1** Les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne responsable.
- 2** Les nom, adresse municipale, numéro de téléphone et titres de compétence du vérificateur et, le cas échéant, son numéro de télécopieur et son adresse électronique.
- 3** Les procédures utilisées par le vérificateur pour évaluer si :
 - a)** l'utilisation du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions par la personne responsable est conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la Méthode de référence;
 - b)** la personne responsable a suivi la Méthode de référence et si le système répond aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.
- 4** Une attestation portant qu'à son avis :
 - a)** l'utilisation du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la Méthode de référence;
 - b)** la personne responsable a suivi la Méthode de référence et le système répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.
- 5** Une attestation du vérificateur portant qu'à son avis le manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité a été mis à jour conformément aux sections 6.1 et 6.5.2 de la Méthode de référence.