



Communication au requérant UV-1317

# Système d'échange de quotas d'émission pour exploitants d'installations

Communication de l'OFEV  
en sa qualité d'autorité d'exécution

État : 01/2026

Versions précédentes : 04/2025

Bases légales : [loi sur le CO<sub>2</sub>](#) art. 15 – 21  
[ordonnance sur le CO<sub>2</sub>](#) art. 40 – 56

## Thématiques spécialisées concernées

Accidents majeurs	Air	Biodiversité	Biotechnologie	Bruit	Climat •	Dangers naturels	Déchets	Droit	Eaux	EIE	Electrosmog et lumière	Forêts et bois	Paysage	Produits chimiques	Sites contaminés	Sols
-------------------	-----	--------------	----------------	-------	----------	------------------	---------	-------	------	-----	------------------------	----------------	---------	--------------------	------------------	------

## Impressum

### Valeur juridique

La présente publication est une communication de l'OFEV en sa qualité d'autorité d'exécution. Destinée aux requérants de décisions, elle concrétise la pratique de l'OFEV, aussi bien formellement (documents indispensables à fournir dans le cadre d'une demande) que matériellement (preuves indispensables pour remplir les exigences juridiques matérielles). Le requérant qui se conforme aux informations contenues dans cette communication peut considérer que sa demande est complète.

### Éditeur

Office fédéral de l'environnement (OFEV)

L'OFEV est un office du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC).

### Téléchargement au format PDF

[www.bafu.admin.ch/aides-execution-climat](http://www.bafu.admin.ch/aides-execution-climat) > Système d'échange de quotas d'émission pour exploitants d'installations

Il n'est pas possible de commander une version imprimée.

Cette publication est également disponible en allemand.

La langue originale est l'allemand.

9<sup>e</sup> édition actualisée janvier 2026

© OFEV 2026

## Table des matières

<b>1</b>	<b>Marges de fonctionnement du système et valeurs seuils .....</b>	<b>6</b>
1.1	Marges de fonctionnement du système .....	6
1.2	Valeurs seuils .....	7
<b>2</b>	<b>Notifications et demandes de participation au SEQE .....</b>	<b>9</b>
2.1	Notification de l'obligation de participer.....	9
2.2	Demande d'exemption de l'obligation de participer au SEQE ( <i>opt-out</i> ) .....	9
2.3	Demande de participation volontaire au SEQE ( <i>opt-in</i> ) .....	9
2.4	Obligation de communiquer les changements .....	9
2.5	Demande de sortie du SEQE .....	10
<b>3</b>	<b>Droit à l'attribution de droits d'émission à titre gratuit.....</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Attribution de droits d'émission à titre gratuit.....</b>	<b>13</b>
4.1	Calcul de la quantité de droits d'émission à attribuer à titre gratuit .....	13
4.2	Application des référentiels et division des installations en éléments d'attribution .....	13
4.3	Flux de chaleur en dehors des marges de fonctionnement du système .....	14
4.4	Prise en considération du risque de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone) .....	15
4.5	Prise en considération du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières introduit par l'UE (MACF) .....	16
4.6	Formule pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit .....	17
4.7	Détermination des niveaux d'activité.....	18
<b>5</b>	<b>Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit .....</b>	<b>23</b>
5.1	Introduction.....	23
5.2	Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit en cas de modification du niveau d'activité .....	24
5.3	Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit en cas de modification des valeurs d'autres paramètres considérés lors du calcul de l'attribution .....	26
5.4	Interruptions d'exploitation .....	27
<b>6</b>	<b>Plan de suivi .....</b>	<b>28</b>
6.1	Objectif du plan de suivi .....	28
6.2	Adaptation du plan de suivi .....	29
6.3	Classification des installations, des flux de substances et des sources d'émission .....	29
6.4	Déroptions à la précision exigée .....	30
6.5	Laboratoires d'analyse .....	30
6.6	Calcul des émissions de gaz à effet de serre .....	30
6.7	Mesure des gaz à effet de serre .....	36
<b>7</b>	<b>Rapport de suivi .....</b>	<b>40</b>
7.1	Contenu et remise du rapport de suivi .....	40
7.2	Valeurs arrondies des données .....	41
7.3	Gestion des déficits de données dans le suivi .....	41
7.4	Vérification du suivi .....	42
7.5	Détermination des émissions par l'OFEV .....	42
<b>8</b>	<b>Remise de droits d'émission et remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>43</b>
8.1	Obligation de remettre des droits d'émission .....	43

8.2	Réglementation des cas de rigueur .....	43
8.3	Remboursement et remboursement partiel de la taxe sur le CO <sub>2</sub> .....	44
8.4	Suspension du remboursement et sanction .....	45
<b>9</b>	<b>Dispositions relatives aux émissions de procédé et aux gaz résiduels pour l'attribution à titre gratuit .....</b>	<b>46</b>
9.1	Émissions de procédé et gaz résiduels .....	46
9.2	Attribution à titre gratuit pour des émissions de procédé et des émissions de gaz résiduels .....	47
9.3	Attribution pour des flux de gaz résiduel en dehors des marges de fonctionnement du système .....	49
9.4	Brûlage de gaz dans des torchères et des torchères de sécurité .....	49
9.5	Résumé : vue d'ensemble de l'attribution à titre gratuit pour des émissions de gaz résiduels (type c) .....	50
<b>10</b>	<b>Dispositions de suivi spécifiques à certaines activités .....</b>	<b>51</b>
10.1	Émissions générées par l'utilisation de combustibles et émissions de procédé, épuration des effluents gazeux comprise .....	51
10.2	Raffinage d'huiles .....	58
10.3	Production de fer et d'acier .....	59
10.4	Production ou transformation de métaux ferreux et non ferreux .....	60
10.5	Production de ciment clinker .....	60
10.6	Production de chaux ou calcination de dolomite ou de magnésite .....	62
10.7	Fabrication de verre, de fibres de verre ou de matériaux isolants à base de laine de roche .....	63
10.8	Fabrication de produits céramiques .....	64
10.9	Fabrication de pâtes à papier et de papier .....	65
10.10	Production d'ammoniac .....	65
10.11	Production de produits chimiques organiques en vrac .....	66
10.12	Production d'hydrogène et de gaz de synthèse .....	66
10.13	Détermination des émissions de gaz à effet de serre lors du captage du CO <sub>2</sub> en vue du transport et du stockage géologique ou du piégeage chimique durable .....	67
10.14	Détermination des émissions de protoxyde d'azote (N <sub>2</sub> O) par mesure .....	68

## Abstracts

The Swiss emissions trading scheme (ETS) is an instrument set out in the CO<sub>2</sub> Act to cap greenhouse gas emissions in energy-intensive industries. The ETS is designed as a cap-and-trade system and is highly compatible with the European emissions trading scheme (EU ETS). Operators of installations with high greenhouse gas emissions are required to participate in the ETS, while operators of installations with a total rated thermal input of at least 10 MW can request to participate in the ETS. Operators that participate in the ETS are exempt from the CO<sub>2</sub> levy on thermal fuels. This publication explains the actual practices used by the FOEN, in its capacity as enforcing authority, to implement the emissions trading scheme for operators.

Das Emissionshandelssystem (EHS) ist ein Instrument des CO<sub>2</sub>-Gesetzes zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen in der energieintensiven Industrie. Das EHS ist als Cap-and-Trade System ausgestaltet und weist eine hohe Kompatibilität zum europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS) auf. Betreiber von Anlagen mit hohen Treibhausgasemissionen sind zur Teilnahme am EHS verpflichtet. Betreiber von Anlagen mit einer Gesamtfeuerleistungswärmeleistung von mindestens 10 MW können auf Gesuch am EHS teilnehmen. Am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen sind von der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen befreit. Die vorliegende Mitteilung konkretisiert die Praxis des BAFU als Vollzugsbehörde in Bezug auf die Umsetzung des Emissionshandelssystems für Betreiber von Anlagen.

Le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) est un instrument de la loi sur le CO<sub>2</sub> qui vise à limiter les émissions de gaz à effet de serre dans l'industrie à forte intensité énergétique. Le SEQE, qui est aménagé sur la base d'un système « cap and trade », est dans une très large mesure compatible avec le système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE de l'UE). Les exploitants d'installations générant un taux élevé d'émissions de gaz à effet de serre sont tenus de participer au SEQE. Les exploitants d'installations avec une puissance calorifique totale de combustion d'au moins 10 MW peuvent participer au SEQE sur demande. Les exploitants d'installations qui participent au SEQE sont exemptés de la taxe sur le CO<sub>2</sub> prélevée sur les combustibles. La présente communication concrétise la pratique de l'OFEV en sa qualité d'autorité d'exécution pour la mise en œuvre du système d'échange de quotas d'émission pour les exploitants d'installations.

Il sistema di scambio di quote di emissione (SSQE) è uno strumento previsto dalla legge sul CO<sub>2</sub> che consente di limitare le emissioni di gas serra nelle industrie a elevato consumo energetico. Il SSQE ha una struttura cap-and-trade ed è compatibile con il sistema europeo di scambio di quote di emissione (SSQE-UE). I gestori di impianti che emettono quantità elevate di gas serra sono obbligate a partecipare al sistema. I gestori di impianti con una potenza termica totale di almeno 10 MW possono parteciparvi su richiesta. I gestori di impianti che partecipano al SSQE sono esentate dalla tassa sul CO<sub>2</sub> applicata ai combustibili. La presente pubblicazione concretizza la prassi dell'UFAM quale autorità esecutiva per l'attuazione del sistema di scambio di quote di emissione per gestori di impianti.

### Keywords:

*CO<sub>2</sub> Act, energy-intensive industries, emissions trading scheme ETS, implementation*

### Stichwörter:

*CO<sub>2</sub>-Gesetz, energieintensive Industrie, Emissionshandelssystem EHS, Umsetzung*

### Mots-clés :

*Loi sur le CO<sub>2</sub>, industrie à forte intensité énergétique, système d'échange de quotas d'émission SEQE, mise en œuvre*

### Parole chiave:

*Legge sul CO<sub>2</sub>, industrie a elevato consumo energetico, sistema di scambio di quote di emissione SSQE, attuazione*

# 1 Marges de fonctionnement du système et valeurs seuils

## 1.1 Marges de fonctionnement du système

### 1.1.1 Installations prises en compte et site

Les exploitants d'installations participent au SEQE à titre obligatoire ou volontaire, à certaines conditions. Les installations sont définies comme des unités techniques fixes, sises sur un même site. En règle générale, les installations sises sur un même site sont intégrées conjointement dans le SEQE (excepté les installations non prises en compte, cf. point 1.1.2). Les unités techniques mobiles, telles que les véhicules, ne sont pas prises en compte.

Est considéré comme un « site » au sens de la loi sur le CO<sub>2</sub>, un site de production formant un ensemble, desservi par la même infrastructure (p. ex. route d'accès, approvisionnement en huile de chauffage, raccordement au gaz) ou dont les installations sont directement liées du point de vue technique (p. ex. bandes transporteuses, conduite directe de vapeur).

Des emplacements géographiquement distants dont les installations sont reliées par le biais d'un réseau de chauffage composé de plusieurs consommateurs de chaleur (généralement des ménages et des entreprises artisanales ou de prestation de services) ne sont pas considérés comme un site de production commun.

On part du principe que l'exploitant d'installations est la personne qui prend les décisions relatives à leur exploitation. Si les installations d'un site de production sont exploitées par plusieurs personnes sous un régime de responsabilité séparée, elles sont généralement considérées comme étant des installations distinctes. Toutefois, si l'exploitation d'installations dépend directement de l'exploitation d'une ou de plusieurs autres installations, elles sont imputées aux installations dont l'exploitation est déterminante. C'est notamment le cas quand un tiers externe est chargé de l'exploitation d'une chaudière qui fournit principalement de la chaleur industrielle aux installations de production de son mandant (*contracting*). Si un site est une zone dont l'approvisionnement énergétique est largement centralisé, axé sur les besoins d'installations qui acquièrent la chaleur et qui sont exploitées par plusieurs personnes sous un régime de responsabilité séparée, alors l'exploitant d'installations d'approvisionnement en énergie participe au SEQE avec toutes les installations productrices de chaleur ou d'électricité. Dans ce cas, l'obligation de participer au SEQE des différents exploitants d'installations de production qui acquièrent la chaleur sur une telle zone est évaluée individuellement conformément à l'annexe 6 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>.

Par ailleurs, les installations d'un site de production qui sont liées du point de vue technique et qui sont exploitées par différentes personnes sous un régime de responsabilité séparée peuvent, sur demande, participer ensemble au SEQE pour autant que l'ensemble des droits et des obligations liés à la participation aient été cédés contractuellement à l'un des exploitants concernés. Ce dernier est alors seul responsable du respect des obligations correspondantes (notamment de la remise du plan de suivi et des rapports de suivi ainsi que de la remise des droits d'émission) et du paiement d'éventuelles sanctions. En contrepartie, il est le seul à avoir droit au remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> et à l'attribution de droits d'émission à titre gratuit. Le règlement des droits et obligations entre les personnes concernées doit se faire selon le droit privé et être confirmé à l'OFEV.

### 1.1.2 Installations non prises en compte

Les installations suivantes sont exemptées de participation au SEQE :

- installations exploitées dans des hôpitaux, par exemple pour la production de chaleur pour la stérilisation, la blanchisserie et le chauffage des bâtiments (art. 43, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) ;
- installations principalement destinées à l'élimination des déchets urbains au sens de l'art. 3, let. a, de l'ordonnance du 4 décembre 2015 sur la limitation et l'élimination des déchets (ordonnance sur les déchets, OLED)<sup>1</sup> (annexe 6, ch. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

<sup>1</sup> RS 814.600

Les installations suivantes peuvent, sur demande, être exemptées de participation au SEQE, en vertu de l'art. 43, al. 2, let. a et b, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> :

- installations utilisées exclusivement pour la recherche, le développement et le contrôle de produits et de procédés nouveaux ;
- installations principalement destinées à l'élimination des déchets spéciaux au sens de l'art. 3, let. c, OLED.

Les exceptions au sens de l'art. 43, al. 1 et 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> ne s'appliquent qu'aux émissions de gaz à effet de serre directes des installations correspondantes (p. ex. installation de combustion propre à un institut de recherche). Si les installations acquièrent la chaleur d'autres installations, les émissions de gaz à effet de serre générées lors de la production de chaleur sont imputées aux installations qui fournissent la chaleur. L'art. 43, al. 1 et 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> ne s'applique pas.

S'agissant des installations dans lesquelles des déchets spéciaux sont éliminés, l'appréciation de leur objectif essentiel est en premier lieu fondée sur l'autorisation obligatoire prévue par l'ordonnance du 22 juin 2005 sur les mouvements de déchets (OMoD)<sup>2</sup> ainsi que sur les exigences de l'ordonnance du 16 décembre 1985 sur la protection de l'air (OPair)<sup>3</sup>. Les installations d'incinération des boues sont classées dans la catégorie des installations d'élimination de déchets spéciaux dans la mesure où elles incinèrent principalement des boues industrielles déclarées comme étant des déchets spéciaux.

Si une installation de biomasse est sise sur le même site de production que d'autres installations qui sont exploitées par la même personne et qui remplissent les conditions de participation au SEQE, l'installation de biomasse est intégrée dans le SEQE étant donné qu'elle fait partie du site.

Les exploitants d'installations exclusivement exploitées avec de la biomasse (sauf pour l'allumage et la mise à feu auxiliaire) ne peuvent pas participer au SEQE (annexe 6, ch. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

### **1.1.3 Émissions de gaz à effet de serre pertinents**

La quantité de droits d'émission qu'un exploitant d'installations doit remettre découle des émissions de gaz à effet de serre au sens de l'art. 1 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> générées par l'exploitation des installations concernées. Ces émissions de gaz à effet de serre sont issues en particulier de la combustion de combustibles fossiles ou partiellement fossiles (p. ex. combustibles marchands ordinaires et déchets combustibles) et des procédés industriels (p. ex. production de ciment ou processus chimiques).

## **1.2 Valeurs seuils**

Un exploitant d'installations qui exerce au moins une des activités visées à l'annexe 6 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> est tenu de participer au SEQE (art. 40, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Pour la majorité des activités, cette annexe prévoit des valeurs seuils se rapportant à la capacité de production ou à la puissance calorifique totale de combustion installée (p. ex. production de papier ou de carton avec une capacité de production supérieure à 20 tonnes par jour, annexe 6, ch. 17, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Les exploitants d'installations exerçant une activité pour laquelle aucune valeur seuil n'est mentionnée (p. ex. production d'ammoniac, annexe 6, ch. 22, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) sont toujours tenus de participer au SEQE.

### **Capacité de production pour la participation obligatoire**

La capacité de production correspond à la production maximale techniquement possible des installations d'un site sur lequel sont exercées des activités relevant de la même catégorie.

---

<sup>2</sup> RS 814.610

<sup>3</sup> RS 814.318.142.1

**Puissance calorifique totale de combustion pour la participation obligatoire**

La puissance calorifique totale de combustion est la somme des puissances calorifiques de combustion des installations exploitées dans le cadre de cette activité. La puissance calorifique de combustion correspond à l'énergie calorifique maximale pouvant être fournie à une installation par unité de temps (art. 2, let. a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Elle est obtenue en multipliant la consommation de l'agent énergétique par le pouvoir calorifique inférieur. Si différents agents énergétiques peuvent être utilisés, c'est celui dont l'énergie calorifique pouvant être fournie est la plus élevée par unité de temps qui est déterminant. La plupart du temps, la puissance calorifique de combustion d'une installation figure dans les informations fournies par le fabricant.

Les points figurant ci-après doivent être pris en compte lorsque les puissances calorifiques de combustion des différentes installations sont additionnées en vue d'obtenir la puissance calorifique totale de combustion.

- Ne sont pas incluses dans le calcul :
  - les petites installations d'une puissance calorifique de combustion inférieure à 3 MW ;
  - les installations exclusivement exploitées avec de la biomasse (sauf pour l'allumage et la mise à feu auxiliaire) ;
  - les installations non prises en compte au sens de l'art. 43 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (cf. point 1.1.2).
- Les installations de réserve ou de secours sont prises en compte dans l'addition à moins que l'on puisse démontrer que leur exploitation en parallèle de l'installation principale est exclue pour des raisons techniques ou juridiques.

**Puissance calorifique totale de combustion pour la participation volontaire**

Un exploitant d'installations peut participer sur demande au SEQE si la puissance calorifique totale de combustion de ses installations est d'au moins 10 MW (art. 42, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). La procédure susmentionnée s'applique pour déterminer la valeur seuil relative à la puissance calorifique totale de combustion.

**Émissions de gaz à effet de serre maximales annuelles pour une exemption de l'obligation de participer**

Un exploitant d'installations peut demander à être exempté de l'obligation de participer au SEQE si les émissions de gaz à effet de serre ont toujours été inférieures à 25 000 tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub> (éq.-CO<sub>2</sub>) par an au cours des trois années précédentes (art. 41, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Un exploitant d'installations – qui n'ont pas été exploitées pendant les trois années précédentes consécutives au moins – doit apporter la preuve crédible que les émissions de gaz à effet de serre des installations seront toujours inférieures à 25 000 tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub> par an pour demander à être exempté de l'obligation de participer au SEQE (art. 41, al. 1<sup>bis</sup>, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Si, par la suite, la valeur seuil de 25 000 tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub> est dépassée au cours d'une année, l'exploitant d'installations devra participer au SEQE dès l'année suivante. Les émissions des groupes électrogènes de secours et des installations de couplage chaleur-force qui sont générées en cas d'un recours à la réserve d'électricité visé par l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)<sup>4</sup> ne sont pas prises en compte (art. 41, al. 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

---

<sup>4</sup> RS 734.722



## 2 Notifications et demandes de participation au SEQE

### 2.1 Notification de l'obligation de participer

Un exploitant d'installations qui démarre au moins une des activités visées à l'annexe 6 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> est tenu d'en informer l'OFEV au plus tard trois mois avant la mise en service prévue des installations. L'intégration dans le SEQE s'effectue au début de l'activité ou au moment de la mise en service des installations concernées (art. 40, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Si un exploitant d'installations qui a été exempté de l'obligation de participer au SEQE génère des émissions supérieures à 25 000 tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub> au cours d'une année, il est tenu de participer au SEQE dès l'année suivante (art. 41, al. 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Suite à la notification, l'OFEV statue par décision sur la participation au SEQE (art. 44 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

### 2.2 Demande d'exemption de l'obligation de participer au SEQE (*opt-out*)

Un exploitant d'installations qui exerce une des activités visées à l'annexe 6 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> et dont les émissions de gaz à effet de serre ont toujours été inférieures à 25 000 tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub> par an au cours des trois années précédentes peut, en vertu de l'art. 41, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, demander, chaque année jusqu'au 1<sup>er</sup> juin, à être exclu du SEQE (*opt-out*) dès l'année suivante. Les exploitants de centrales de réserve qui produisent de l'électricité et l'injectent dans le réseau dans le cadre d'un recours à la réserve d'électricité visé par l'OIRH ne peuvent pas demander à être exemptés de l'obligation de participer au SEQE (art. 41, al. 1<sup>er</sup>, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Un exploitant d'installations qui remplit pour la première fois les conditions de participation au SEQE mais dont il est prouvé que les émissions de gaz à effet de serre seront durablement inférieures à 25 000 tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub> par an peut demander à être exempté de l'obligation de participer (*opt-out*) dans la mesure où il apporte la preuve correspondante dans le cadre de la notification de l'obligation de participer (art. 41, al. 1<sup>bis</sup>, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

L'OFEV statue ensuite par décision sur l'exemption de l'obligation de participer au SEQE (art. 44 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

### 2.3 Demande de participation volontaire au SEQE (*opt-in*)

Les exploitants dont les installations présentent une puissance calorifique totale de combustion installée d'au moins 10 MW peuvent participer au SEQE à titre volontaire. Si un exploitant d'installations remplit désormais ces conditions, un *opt-in* est possible. La demande correspondante doit être déposée auprès de l'OFEV trois mois avant la date prévue de satisfaction des conditions de participation fixées à l'art. 42, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (art. 42, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). L'intégration dans le SEQE s'effectue à la date de satisfaction des conditions de participation.

Suite à la remise de la demande, l'OFEV statue par décision sur la participation au SEQE (art. 44 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

### 2.4 Obligation de communiquer les changements

Tous les changements pertinents doivent être communiqués au plus tard le 31 mars de l'année suivante, dans le cadre du suivi annuel (art. 53, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Il y a notamment lieu de communiquer :

- les changements au sein des personnes responsables ;
- un changement de nom de l'entreprise ;
- les adaptations des structures légales, en particulier liées à une fusion, une scission, une transformation ou un transfert de patrimoine ;
- les modifications des activités de l'exploitant d'installations ;

- la cession, l'acquisition ou l'arrêt d'installations.

## **2.5 Demande de sortie du SEQE**

Lorsque les conditions requises pour une participation au SEQE ne sont plus remplies en raison d'une modification durable ou d'une fermeture au sens de l'art. 43a de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, l'exploitant d'installations peut demander jusqu'au 1<sup>er</sup> juin à ne plus participer au SEQE à partir de l'année suivante.

### 3 Droit à l'attribution de droits d'émission à titre gratuit

Au total, 95 % de la quantité de droits d'émission (*cap*) sont disponibles pour l'attribution de droits d'émission à titre gratuit aux exploitants d'installations qui participent au SEQE au 1<sup>er</sup> janvier 2026. La quantité de droits d'émission restants est gardée en réserve chaque année pour de nouveaux participants ou pour des participants en forte croissance ou avec de nouveaux éléments d'attribution. Les droits d'émission qui ne sont plus attribués en raison d'une sortie du SEQE ou d'un rapport lacunaire ou suite à de nouvelles règles d'adaptation annuelle des quantités de droits d'émission attribués à titre gratuit sont additionnés à cette quantité et sont également mis à disposition au cours de la même année.

L'ordre dans lequel les droits d'émission supplémentaires, correspondant à au moins 5 % du *cap*, sont distribués annuellement est établi à l'art. 45, al. 4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>. L'élément qui détermine cet ordre est la date de mise en service des nouvelles installations ou la date à laquelle une situation de croissance ouvre droit à une attribution de droits d'émission. Pour les nouveaux participants et les participants avec de nouveaux éléments d'attribution, c'est la date de mise en service des installations concernées qui est déterminante, sous réserve d'une annonce faite dans les délais. Dans le cadre du rapport de suivi à remettre au plus tard le 31 mars de l'année suivante, les exploitants d'installations en forte croissance qui participent déjà au SEQE doivent communiquer les niveaux d'activité donnant droit à une attribution gratuite supplémentaire, ainsi que les valeurs des autres paramètres considérés lors du calcul de l'attribution, ce pour les deux années précédentes. Pour les droits liés à une situation de croissance, le 31 décembre de l'année précédente est la date déterminante pour la prise en compte dans l'ordre d'attribution.

Ainsi, la priorité est donnée aux nouveaux participants et aux participants avec de nouveaux éléments d'attribution qui participent au SEQE depuis au moins une année civile complète et pour lesquels les données nécessaires au calcul de l'attribution de droits d'émission à titre gratuit et le calcul lui-même sont connus de manière définitive.

S'il reste des droits d'émission à distribuer, ils sont remis en deuxième priorité aux nouveaux participants et aux participants avec de nouveaux éléments d'attribution dont les installations ont été mises en service après le 1<sup>er</sup> janvier mais au plus tard jusqu'au 31 décembre de l'année précédente et ont été annoncées dans les délais au cours de l'année précédente. Sur la base des données historiques qu'ils consignent depuis la mise en service des installations, ces participants doivent présenter une estimation réaliste de leurs niveaux d'activité prévus. L'OFEV se réserve le droit de vérifier ces informations et il provisionne la quantité de droits d'émission correspondante. La quantité exacte sera ensuite calculée sur la base des données couvrant la première année civile complète depuis la mise en service. S'il s'avère que l'estimation était trop basse, le participant se voit attribuer uniquement les droits d'émission provisionnés pour l'année considérée. Si l'estimation était trop élevée, le surplus de droits d'émission est utilisé pour satisfaire les prétentions avec un niveau de priorité inférieur.

La troisième priorité est donnée aux exploitants d'installations pour lesquels la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit est adaptée. Sont visées les prétentions de tous les participants en forte croissance au cours des deux années précédentes. Les données pertinentes sont les données au 31 décembre ; elles doivent être communiquées dans le cadre du suivi au plus tard le 31 mars de l'année suivante. Si la somme des prétentions dépasse la quantité de droits d'émission disponibles cette année, les attributions supplémentaires doivent (en raison de leur simultanéité) être diminuées de manière linéaire pour tous les exploitants d'installations avec adaptation de l'attribution à titre gratuit.

Les derniers dans l'ordre de priorité sont les nouveaux participants et les participants avec de nouveaux éléments d'attribution qui ont démarré leur activité durant l'année en cours et l'ont annoncé dans les délais. Faute de données historiques, ces exploitants d'installations doivent présenter une estimation réaliste de leurs niveaux d'activité prévus depuis la mise en service jusqu'au 31 décembre de l'année en cours. L'OFEV se réserve le droit de vérifier ces informations. Si la part de droits d'émission n'est pas encore épuisée, il provisionne la quantité de droits d'émission correspondante. La quantité exacte sera ensuite calculée sur la base des données couvrant la première année civile complète depuis la mise en service. S'il s'avère que l'estimation était trop basse, le participant se voit attribuer uniquement les droits d'émission provisionnés pour l'année considérée. Si l'estimation était trop élevée, le surplus de droits

d'émission est utilisé pour satisfaire les autres prétentions de même priorité. L'année suivante, ces exploitants d'installations seront en deuxième position pour prétendre à une attribution supplémentaire de droits d'émission, et en première position pour le reste de la période d'échange.

Lorsque toutes les prétentions à une attribution à titre gratuit en vertu de l'art. 46a ou 46b de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> ont été satisfaites, les droits d'émission de l'année qui restent non attribués sont utilisés pour limiter le facteur de correction suprasectoriel au sens de l'art. 19, al. 7, de la loi sur le CO<sub>2</sub> (cf. point 4.6). Ensuite, s'il reste encore des droits d'émission, ils sont mis aux enchères ou annulés en application de l'art. 19, al. 2 ou 6, de la loi sur le CO<sub>2</sub>.

## **4 Attribution de droits d'émission à titre gratuit**

### **4.1 Calcul de la quantité de droits d'émission à attribuer à titre gratuit**

La quantité des droits d'émission attribués à titre gratuit est déterminée par rapport à l'efficacité d'installations de référence en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Elle est notamment calculée en appliquant les référentiels de produits fixés à l'annexe 9, ch. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (art. 19, al. 3, de la loi sur le CO<sub>2</sub>). L'OFEV prend en considération à cet égard les prescriptions de l'Union européenne (UE)<sup>5</sup> (art. 46, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Les référentiels s'appuient sur ceux de l'UE. Ils ont été définis et établis au cours d'un processus long et complexe. Ils s'alignent sur les données relatives aux 10 % d'entreprises de production de l'UE les plus efficaces en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Les valeurs des référentiels doivent refléter approximativement l'utilisation de la meilleure technologie disponible.

Le calcul de la quantité des droits d'émission attribués gratuitement tient également compte des coefficients d'adaptation définis à l'annexe 9, ch. 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (art. 46, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). L'application de coefficients d'adaptation au sens de l'annexe 9, ch. 3.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> dépend de l'évaluation du risque de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone, statut en termes de risque de fuite de carbone, cf. point 4.4). En outre, pour les produits soumis au mécanisme d'ajustement carbone aux frontières introduit par l'UE (statut MACF, cf. point 4.5), un autre coefficient d'adaptation est appliqué (annexe 9, ch. 3.1a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

La quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit est déterminée dans le cadre d'un calcul d'attribution initial pour la période allant de 2021 à 2025 et fait l'objet d'un nouveau calcul pour la période allant de 2026 à 2030. La quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit est adaptée chaque année pour autant que les conditions soient remplies.

L'attribution de droits d'émission à titre gratuit aux nouveaux participants et aux participants avec de nouveaux éléments d'attribution se calcule en principe de la même façon que pour les exploitants d'installations existants, en appliquant le cas échéant le même facteur de correction suprasectoriel que pour les participants au SEQUE existants.

Sont considérés dès 2026 comme des nouveaux participants ou comme des participants avec de nouveaux éléments d'attribution les exploitants d'installations qui participent pour la première fois au SEQUE après le 1<sup>er</sup> janvier 2026 ou qui mettent en service un nouvel élément d'attribution après le 1<sup>er</sup> janvier 2026. Lors de l'attribution de droits d'émission à titre gratuit à ces exploitants d'installations, il convient de noter que seule une quantité limitée de droits d'émission est disponible (art. 45, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Si elle ne suffit pas pour satisfaire entièrement aux prétentions, les droits d'émission sont attribués dans l'ordre défini à l'art. 45, al. 4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>. Si elle est épuisée, plus aucun autre droit d'émission ne peut être attribué à titre gratuit (cf. chap. 3).

### **4.2 Application des référentiels et division des installations en éléments d'attribution**

#### **4.2.1 Hiérarchie des référentiels**

Aux termes de l'annexe 9, ch. 1.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, l'attribution de droits d'émission à titre gratuit s'effectue en principe à l'aide de référentiels de produits.

Ces référentiels ont été déterminés sur la base de différents produits fabriqués et ont pour unité le nombre de droits d'émission par tonne de produits fabriqués. Des référentiels ont été définis pour 52 produits. L'attribution de droits d'émission à titre gratuit dépend des données de production.

<sup>5</sup> Dans le cadre du calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit, l'OFEV s'appuiera si nécessaire, en complément aux règles explicites dans le présent chapitre, sur la réglementation plus poussée et les exemples d'application contenus dans les documents d'orientation 1 à 10 de l'UE (Guidance Documents).

S'agissant des activités de production pour lesquelles aucun référentiel de produit n'est défini, les référentiels visés à l'annexe 9, ch. 1.2 à 1.4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> s'appliquent dans l'ordre suivant :

- lorsque de la chaleur mesurable est utilisée dans le cadre d'une activité, l'attribution de droits d'émission à titre gratuit s'effectue sur la base du référentiel de chaleur (annexe 9, ch. 1.2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Ce référentiel représente une production de chaleur obtenue avec une utilisation d'énergie à faible niveau d'émission et avec un rendement élevé. La quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit dépend de la chaleur utilisée en térajoules (TJ) et de son origine ;
- lorsque la chaleur utilisée dans le cadre de l'activité n'est pas mesurable (p. ex. dans un four de fusion), le référentiel de combustible s'applique (annexe 9, ch. 1.3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Ce référentiel se fonde sur l'hypothèse d'une utilisation d'énergie à faible niveau d'émission. L'attribution de droits d'émission à titre gratuit se base sur l'énergie utilisée en TJ ;
- dans le cas d'émissions inévitablement générées au cours de procédés de production (émissions de procédé) qui ne sont pas déjà couvertes par un référentiel de produit, la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit est déterminée sur la base des émissions effectives. Les émissions issues de gaz résiduels utilisés à des fins énergétiques qui contiennent une part importante de carbone non oxydé ainsi que les émissions issues de déchets spéciaux incinérés dans des usines d'incinération de déchets spéciaux peuvent également être considérées comme des émissions de procédé.

#### 4.2.2 Division des installations en éléments d'attribution

Toutes les installations d'un site doivent être divisées en éléments d'attribution sur la base des référentiels à appliquer. Un élément d'attribution comprend l'ensemble des flux d'énergie, de substances et de matières et des émissions donnant lieu à une attribution de droits d'émission à titre gratuit selon le même référentiel et ayant le même statut en termes de risque de fuite de carbone et le même statut MACF (cf. points 4.4 et 4.5). Le nombre d'éléments d'attribution est choisi de manière à garantir que des droits d'émission soient attribués à titre gratuit pour toutes les quantités de produits, de chaleur ou d'énergie et toutes les émissions qui y ont droit.

Un élément d'attribution peut, mais ne doit pas nécessairement, être défini par des unités techniques directement liées. Si, par exemple, deux produits différents sont fabriqués avec les mêmes installations, dont seul l'un d'eux peut être recensé par le biais d'un référentiel de produit, les installations sont assignées à plusieurs éléments d'attribution (p. ex. un élément d'attribution avec un référentiel de produit et un élément d'attribution avec un référentiel de chaleur). Même si les produits et marchandises fabriqués avec les installations diffèrent en ce qui concerne le risque de délocalisation de la production à l'étranger ou leur prise en considération dans le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières introduit par l'UE, plusieurs éléments d'attribution sont appliqués. Le niveau d'activité est déterminé par élément d'attribution. Le cas échéant, les émissions et les flux de substances et d'énergie doivent être divisés et imputés aux éléments d'attribution. Il convient d'éviter les imputations multiples à différents éléments d'attribution qui ne sont pas prévues dans l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>.

Les activités annexes (p. ex. chauffage dans les bâtiments administratifs et les cantines) sont considérées comme se rapportant à l'activité de production principale des installations et sont déjà prises en compte dans le référentiel de produit, dans la mesure où un tel référentiel s'applique.

### 4.3 Flux de chaleur en dehors des marges de fonctionnement du système

#### Exportations de chaleur vers des tiers hors SEQUE

En règle générale, la chaleur produite par des installations incluses dans le SEQUE et utilisée hors SEQUE donne droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit. Le fournisseur de chaleur se voit attribuer des droits d'émission à titre gratuit sur la base du référentiel de chaleur. Aucun droit d'émission n'est attribué à titre gratuit pour la chaleur produite lors de la fabrication d'acide nitrique ou générée par l'utilisation de l'énergie nucléaire. Si la chaleur produite par des installations incluses dans le SEQUE est utilisée hors SEQUE pour la production d'électricité, elle ne donne droit à aucune attribution de droits d'émission à titre gratuit.

### Importations de chaleur de tiers hors SEQE

La chaleur produite par des installations hors SEQE et utilisée par des installations incluses dans le SEQE ne donne pas droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit. Si la chaleur est utilisée dans des installations d'un élément d'attribution avec référentiel de produit, l'attribution de droits d'émission à titre gratuit calculée sur la base du référentiel de produit est diminuée. La chaleur acquise en TJ est ainsi multipliée par le référentiel de chaleur et est déduite de la quantité de droits d'émission calculée avec le référentiel de produit.

### Fournitures de chaleur au sein du SEQE

En cas de fournitures directes de chaleur entre deux installations participant au SEQE, c'est l'utilisateur de chaleur qui se voit attribuer les droits d'émission à titre gratuit pour la chaleur donnant droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit.

### Commerce de chaleur achetée

Si un exploitant d'installations participant au SEQE commercialise de la chaleur (c.-à-d. qu'il achète la chaleur puis la revend), il ne se voit jamais attribuer de droits d'émission à titre gratuit pour cette chaleur, que les installations consommant la chaleur participent ou non au SEQE.

## 4.4 Prise en considération du risque de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone)

La quantité de droits d'émission à attribuer à titre gratuit est diminuée chaque année à l'aide des coefficients d'adaptation fixés à l'annexe 9, ch. 3.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, lorsque les activités recensées par l'élément d'attribution concerné ne présentent pas de risque de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone). Le statut en termes de risque de fuite de carbone est défini séparément pour chaque élément d'attribution.

Afin que le risque de fuite de carbone puisse être évalué, l'exploitant d'installations doit fournir toutes les données nécessaires en vertu de son obligation de collaborer prévue à l'art. 50, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>. En cas de doute, on part du principe qu'il n'y a aucun risque de fuite de carbone.

### Statut en termes de risque de fuite de carbone des éléments d'attribution

Pour chaque élément d'attribution, on examine, dans le cadre du calcul pour l'attribution de droits d'émission à titre gratuit, s'il présente ou non un risque de fuite de carbone conformément à l'annexe I de la décision déléguée 2019/708/UE de la Commission européenne du 15 février 2019<sup>6</sup>. La liste des secteurs et des sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite de carbone est établie sur la base de la nomenclature statistique des activités économiques de la Communauté européenne, selon les classifications NACE<sup>7</sup> et PRODCOM<sup>8</sup>. On examine, pour chaque activité de production, si elle figure sous les codes NACE listés, ou si le produit fabriqué figure sous les codes PRODCOM listés. La classification statistique selon la systématique suisse de la NOGA<sup>9</sup> n'est, à cet égard, pas pertinente.

Pour les référentiels de chaleur ou de combustible et pour les émissions de procédé, la règle suivante s'applique : lorsqu'un tel référentiel englobe des procédés de production ou des produits dont le statut en termes de risque de fuite de carbone est différent, deux éléments d'attribution sont distingués (avec et sans risque de fuite de carbone).

En cas de fournitures de chaleur à des tiers, le risque de fuite de carbone de la production de chaleur concernée dépend de celui que présente l'utilisateur de chaleur (annexe 9, ch. 3.2, de l'ordonnance sur

<sup>6</sup> Décision déléguée (UE) 2019/708 de la Commission du 15 février 2019 complétant la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'établissement de la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque de fuite de carbone pour la période 2021-2030, version du Journal officiel L 120 du 8 mai 2019, p. 20 à 26.

<sup>7</sup> Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne, révision 2.1. : <https://showvoc.op.europa.eu/>

<sup>8</sup> PRODUCTION COMMUNAUTAIRE : <https://showvoc.op.europa.eu/>

<sup>9</sup> Nomenclature Générale des Activités économiques.

le CO<sub>2</sub>). Pour distinguer la chaleur mesurable fournie via un réseau pour le chauffage ou le refroidissement de locaux (annexe 9, ch. 3.3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>), l'exploitant doit prouver, de manière suffisante, le but de la fourniture de la chaleur correspondante.

En complément de la liste des secteurs et des sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite de carbone établie par l'UE, la règle applicable en Suisse est la suivante : pour la fabrication de niacine et pour les installations principalement destinées à l'élimination des déchets spéciaux au sens de l'art. 3, let. c, OLED, le coefficient d'adaptation est 1 (annexe 9, ch. 3.4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

#### **Statut en termes de risque de fuite de carbone des activités annexes**

Pour les bâtiments qui ne sont pas directement liés à la production (p. ex. bâtiments administratifs ou cantine), le risque de fuite de carbone de la chaleur, donnant droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit, utilisée dans ces bâtiments correspond à celui de l'activité de production principale du site.

#### **Statut en termes de risque de fuite de carbone des installations de recherche, de développement et de contrôle**

S'agissant des activités de recherche, de développement et de contrôle de produits et de procédés nouveaux, une distinction est faite entre les activités annexes et les activités à part entière :

- activités annexes d'une activité de production : le statut en termes de risque de fuite de carbone correspond à celui de l'activité de production principale du site ;
- activités à part entière (p. ex. un site de recherche) : s'il existe un lien direct avec une activité de production figurant à l'annexe de la décision 2019/708/UE, l'activité de recherche, de développement et de contrôle correspondante est également considérée comme étant exposée à un risque de fuite de carbone. Sinon, les activités de recherche, de développement et de contrôle à part entière sont considérées comme ne présentant pas de risque de fuite de carbone.

### **4.5 Prise en considération du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières introduit par l'UE (MACF)**

Pour la fabrication de marchandises couvertes par le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) établi par le règlement 2023/956<sup>10</sup> du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023, l'attribution de droits d'émission à titre gratuit est réduite progressivement dès 2026.

Chaque année, la quantité de droits d'émission à attribuer à titre gratuit est réduite à l'aide des coefficients d'adaptation MACF fixés à l'annexe 9, ch. 3.1a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, si les produits recensés par l'élément d'attribution concerné sont soumis au MACF. Le statut MACF est défini séparément pour chaque élément d'attribution. Afin que le statut MACF puisse être évalué, l'exploitant d'installations doit fournir les données nécessaires (numéros du tarif des douanes, codes de la nomenclature combinée [NC]<sup>11</sup>) en vertu de son obligation de collaborer prévue à l'art. 50, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>.

#### **Statut MACF des éléments d'attribution**

Pour chaque élément d'attribution, l'exploitant d'installations doit, dans le cadre du calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit, prouver si les marchandises fabriquées sont soumises ou non au MACF. La liste des marchandises soumises au MACF de l'UE est fondée sur les numéros du tarif des douanes (codes NC)<sup>12,13</sup>. On examine, pour chaque marchandise, si elle figure parmi les codes

<sup>10</sup> Annexe I du règlement 2023/956 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, JO L 130 du 16 mai 2023, p. 52

<sup>11</sup> Règlement (CEE) n° 2658/87 du Conseil du 23 juillet 1987 relatif à la nomenclature tarifaire et statistique et au tarif douanier commun, JO L 256 du 7 septembre 1987, p. 1

<sup>12</sup> [https://taxation-customs.ec.europa.eu/customs/calculation-customs-duties/customs-tariff/combined-nomenclature\\_fr](https://taxation-customs.ec.europa.eu/customs/calculation-customs-duties/customs-tariff/combined-nomenclature_fr)

<sup>13</sup> Règlement (CEE) n° 2658/87 du Conseil du 23 juillet 1987 relatif à la nomenclature tarifaire et statistique et au tarif douanier commun, JO L 256 du 7 septembre 1987, p. 1



NC listés. La classification statistique selon la systématique suisse de la NOGA<sup>14</sup> n'est, à cet égard, pas déterminante.

La règle suivante s'applique à tous les référentiels : lorsqu'un référentiel englobe la production de marchandises dont le statut MACF est différent, deux éléments d'attribution sont distingués (MACF et non MACF).

En cas de fournitures de chaleur à des tiers, le statut MACF de l'élément d'attribution concerné dépend de celui que présente la production du consommateur de chaleur (annexe 9, ch. 3.1a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

#### 4.6 Formule pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit

La quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour chaque année de participation au SEQE est calculée, pour chaque élément d'attribution, selon la formule suivante (annexe 9, ch. 2.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) :

$$Attribution_i = Réf \times hNA \times CL_i \times CBAM_i \times FCS_i$$

où :

- $Attribution_i$  = attribution pour l'année i
- $Réf$  = référentiel à appliquer
- $hNA$  = niveau d'activité historique (par rapport au référentiel concerné)
- $CL_i$  = coefficient d'adaptation pour l'année i (dépend du risque de délocalisation de la production – statut en termes de risque de fuite de carbone)
- $CBAM_i$  = coefficient d'adaptation pour l'année i (dépend du statut MACF des marchandises)
- $FCS_i$  = facteur de correction suprasectoriel pour l'année i<sup>15</sup>

Le référentiel est déterminé pour chaque élément d'attribution sur la base de la hiérarchie des référentiels décrite au point 4.2.1.

Le niveau d'activité historique est déterminé sur la base de l'exploitation de l'élément d'attribution au cours d'une période de référence. Il est défini conformément aux prescriptions figurant au point 4.7.

Si une activité de production ne présente aucun risque de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone), les coefficients d'adaptation CL fixés à l'annexe 9, ch. 3.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> s'appliquent (cf. point 4.4). Pour les activités de production présentant un risque de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone), on utilise un coefficient d'adaptation de 1 dans la formule de calcul.

Si les marchandises recensées par l'élément d'attribution sont soumises au MACF de l'UE, les coefficients d'adaptation MACF fixés à l'annexe 9, ch. 3.1a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> s'appliquent (cf. point 4.4). Pour les marchandises non soumises au MACF, on utilise un coefficient d'adaptation de 1 dans la formule de calcul.

La quantité de chaleur en TJ ne donnant pas droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit qui est consommée au sein d'un élément d'attribution avec référentiel de produit est multipliée par la valeur du référentiel de chaleur et déduite du produit du référentiel et du niveau d'activité historique. Cela concerne en particulier la chaleur acquise par des installations hors SEQE, la chaleur produite en ayant recours à l'énergie nucléaire et la chaleur provenant de la production d'acide nitrique (annexe 9, ch. 1.2 et 1.7, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

<sup>14</sup> Nomenclature Générale des Activités économiques

<sup>15</sup> Est calculé par l'OFEV suite au calcul initial de la quantité de droits d'émission à attribuer à titre gratuit à l'ensemble des installations participant au SEQE.

Les facteurs de correction suprasectoriels au sens de l'art. 46, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> sont calculés d'avance pour les périodes allant de 2021 à 2025 et de 2026 à 2030, et ne sont en principe plus adaptés. En raison du changement, dès 2025, de la trajectoire de réduction de la quantité maximale de droits d'émission disponibles dans le SEQE (*cap*) (art. 45, al. 1, et annexe 8, ch. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>), le facteur de correction suprasectoriel a été recalculé pour l'année 2025.

Un FCS est appliqué si la somme de tous les droits d'émission attribués à titre gratuit calculés initialement dépasse 95 % du *cap*. Le cas échéant, les facteurs de correction suprasectoriels sont appliqués de manière linéaire à toutes les attributions de droits d'émission à titre gratuit. Le FCS est calculé en utilisant la formule suivante :

$$FCS_i = \frac{(Quantité\ maximale\ de\ droits\ d'émission\ disponibles\ dans\ le\ SEQE\ pour\ l'année\ i) \times 0,95}{Somme\ de\ tous\ les\ droits\ initialement\ calculés\ pour\ une\ attribution\ à\ titre\ gratuit\ pour\ l'année\ i}$$

Si le FCS calculé est supérieur à 5 %, la réduction au sens de l'art. 19, al. 7, de la loi sur le CO<sub>2</sub> est désormais limitée à 5 %, dans la mesure où des droits d'émission gardés en réserve à cette fin au sens de l'art. 45, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> et non attribués à titre gratuit sont disponibles.

## 4.7 Détermination des niveaux d'activité

### 4.7.1 Niveau d'activité historique et période de référence

Pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit, un niveau d'activité historique est défini pour chaque élément d'attribution. Il est déterminé sur la base de l'exploitation des installations recensées par l'élément d'attribution concerné au cours d'une période de référence. Les données sont collectées pour chaque élément d'attribution et comprennent en particulier :

- pour des éléments d'attribution avec référentiel de produit : le volume de production du produit concerné en tonnes ;
- pour des éléments d'attribution avec référentiel de chaleur : la chaleur mesurable (énergie utile) en TJ ;
- pour des éléments d'attribution avec référentiel de combustible : l'énergie utilisée en TJ (obtenue en règle générale à partir du pouvoir calorifique inférieur et de la quantité de combustibles utilisés) ;
- pour des éléments d'attribution avec émissions de procédé : les émissions en tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub> ;
- pour tous les produits fabriqués dans des installations incluses dans le SEQE : des informations détaillées afin de déterminer le risque de délocalisation de la production à l'étranger (fuite de carbone, cf. point 4.4), ainsi que des informations sur la soumission des marchandises au MACF de l'UE (cf. point 4.5).

Le niveau d'activité historique pertinent pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit de 2026 à 2030 correspond à la médiane des valeurs pertinentes s'appliquant à la période de référence allant de 2019 à 2023. La détermination de la médiane prend en compte toutes les années civiles d'une période de référence au cours desquelles les installations concernées étaient en exploitation au moins une journée<sup>16</sup>. Si les données disponibles couvrent moins de deux années civiles, les niveaux d'activité historiques correspondent aux niveaux d'activité de la première année civile qui suit la mise en service. Si, au cours de la période de référence, il manque, pour un élément d'attribution, des valeurs d'une année civile complète après la mise en service, le niveau d'activité historique n'est déterminé qu'une fois ces données disponibles.

Les nouvelles installations sont prises en compte dans le cadre du calcul d'attribution initial pour autant que des données soient disponibles pour l'intégralité de la dernière année civile précédant le début de la période d'attribution (p. ex. pour 2025 en ce qui concerne la période allant de 2026 à 2030).

<sup>16</sup> Dans certains cas, il convient de prendre en considération des années avec un niveau d'activité nul pour la détermination de la médiane, et ce, en particulier lorsque les installations concernées sont imputées à plusieurs éléments d'attribution (p. ex. plusieurs produits sur une ligne de production) et que le niveau d'activité d'un de ces éléments d'attribution est supérieur à 0 ; par conséquent, les installations étaient en exploitation.

Dans tous les autres cas, l'attribution de droits d'émission à titre gratuit s'effectue l'année de la mise en service (le premier jour où le niveau d'activité est supérieur à 0) sur la base du niveau d'activité effectif. Est considéré comme niveau d'activité historique déterminant pour les années suivantes le niveau d'activité de la première année civile complète après la mise en service.

Une exception s'applique lors de la détermination du niveau d'activité historique, si le niveau d'activité a été réduit de manière durable au cours de la période de référence, ce qui entraînerait dès 2026 une adaptation durable de l'attribution de plus de 100 000 droits d'émission. Dans ce cas, les années non représentatives de la période de référence sont corrigées des modifications durables (annexe 9, ch. 2.5, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Cette règle vise à empêcher qu'un éventuel facteur de correction supra-sectoriel et, par conséquent, la réduction de l'attribution de droits d'émission à titre gratuit soient excessivement élevés pour tous les exploitants d'installations (cf. point 4.6).

#### **4.7.2 Collecte des données**

L'OFEV ou un service mandaté par celui-ci recueille les données nécessaires au premier calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit (art. 50, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Les exploitants d'installations sont tenus de collaborer. S'ils enfreignent cette obligation de collaborer, aucun droit d'émission ne leur est attribué à titre gratuit (art. 50, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Le principe qui s'applique à la qualité des données est celui de l'exactitude la plus élevée possible : on utilise les données les plus précises qu'il est possible de recueillir. Dans la mesure du possible, ce sont des données primaires qui doivent être collectées et toutes les conversions doivent être documentées de manière complète. Les données manquantes, imprécises ou lacunaires sont calculées ou estimées sur la base des connaissances scientifiques et techniques les plus récentes. Il convient d'adopter des approches prudentes qui garantissent que le droit à une attribution à titre gratuit n'est pas surestimé.

Lors de la collecte des données, la qualité des données recueillies est vérifiée. Les sources de données disponibles sont combinées dans la mesure du possible afin de garantir l'exactitude des données par une comparaison. Les sources de données doivent être mentionnées et les méthodes utilisées documentées. Cette démarche permet de remonter, à partir des données recueillies, jusqu'à la source et de retracer les calculs et les estimations. L'exploitant d'installations doit en outre attester par signature que les données fournies sont exactes et complètes.

#### **4.7.3 Sources de données**

Pour déterminer les niveaux d'activité, les paramètres considérés lors du calcul de l'attribution et les paramètres de calcul, il convient d'utiliser les données primaires disponibles les plus exactes. Les sources de données doivent être sélectionnées selon la priorité établie ci-après.

##### **Sources pour les quantités pertinentes de flux de substances et d'énergie (données spécifiques au référentiel) :**

- données recueillies sur la base des méthodes conformes au plan de suivi approuvé. Elles doivent correspondre aux données disponibles les plus exactes conformément à l'annexe 16 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> ;
- données directement déterminées sur la base des valeurs mesurées par des instruments de mesure propres ou de tiers qui sont soumis au contrôle métrologique légal national ;
- données directement déterminées sur la base des valeurs mesurées par des instruments de mesure propres qui ne sont pas soumis au contrôle métrologique légal national ;
- données directement déterminées sur la base des valeurs mesurées par des instruments de mesure de tiers qui ne sont pas soumis au contrôle métrologique légal national ;
- valeurs mesurées par des instruments de mesure afin de déterminer indirectement un jeu de données, dans la mesure où il est démontré qu'il existe une corrélation appropriée entre les mesures et le jeu de données en question ;

- autres méthodes (p. ex. calcul d'une valeur estimative pour la détermination des quantités nettes de chaleur mesurable).

**Sources pour les paramètres de calcul pertinents (p. ex. pouvoirs calorifiques, fractions issues de la biomasse, facteurs d'oxydation, facteurs de conversion) :**

- méthodes de détermination des paramètres de calcul conformément au plan de suivi approuvé, dans la mesure où ces méthodes donnent toujours les données les plus exactes possible ;
- analyses de laboratoire conformément aux prescriptions pour le suivi (cf. point 6.6.4) ;
- analyses de laboratoire simplifiées conformément aux prescriptions pour l'attribution de droits d'émission à titre gratuit (cf. point 6.6.4) ;
- valeurs constantes sur la base de l'une des sources de données suivantes : facteurs standard (p. ex. de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse), valeurs tirées de la littérature, valeurs spécifiées et garanties par le fournisseur ;
- valeurs constantes sur la base de l'une des sources de données suivantes : facteurs standard/stœchiométriques, valeurs reposant sur des analyses, autres valeurs reposant sur des connaissances scientifiques.

**4.7.4 Relevé des volumes de production pour les éléments d'attribution avec référentiel de produit**

Les volumes de production pertinents pour l'attribution de droits d'émission à titre gratuit sur la base d'un référentiel de produit (annexe 9, ch. 1.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) sont déterminés et vérifiés à l'appui d'une comptabilité de marchandises (données de production ajustées en fonction des achats, des ventes et des stocks).

Le paramètre pertinent est le volume de production effectif qui sort des installations ou qui est stocké. La mise au rebut n'est pas considérée comme une production. S'agissant des produits intermédiaires, il convient de respecter les règles spécifiques au référentiel et d'éviter de les imputer plusieurs fois.

**4.7.5 Relevé des flux de chaleur (énergie utile) pour les éléments d'attribution avec référentiel de chaleur**

Le paramètre déterminant pour l'attribution de droits d'émission à titre gratuit sur la base d'un référentiel de chaleur (annexe 9, ch. 1.2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) est l'énergie utile acquise dans un élément d'attribution. Elle est exprimée en TJ et est généralement calculée, pour la vapeur, sur la base de l'enthalpie. Les quantités de chaleur acquises par des installations hors SEQUE et consommées dans le périmètre du SEQUE ne donnent pas droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit (cf. point 4.3). La chaleur récupérée des procédés couverts par un référentiel de combustible ou par l'approche basée sur les émissions de procédé donne droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit, même sur la base du référentiel de chaleur.

L'énergie utile acquise dans un élément d'attribution correspond à la différence entre l'énergie fournie (p. ex. vapeur, fraction de tête) et l'énergie retournée (p. ex. condensat, retour de l'eau condensée). Les pertes d'énergie non productive (p. ex. vapeur d'échappement, pertes de distribution, condensat rejeté) sont déduites. En revanche, l'utilisation d'énergie productive (p. ex. vapeur directe pour humidifier un produit intermédiaire) donne droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit.

Lors de la détermination de l'énergie utile, les méthodes ci-après doivent être appliquées dans l'ordre des priorités indiqué.

**1. Calcul sur la base de valeurs mesurées**

L'énergie utile fournie est mesurée immédiatement avant l'entrée dans les installations d'un élément d'attribution, et l'énergie retournée (condensat) immédiatement après la sortie des installations concernées. Le condensat est en principe compté comme étant entièrement reflué. L'enthalpie du condensat non mesuré ou non retourné est calculée en admettant que la température du milieu est de 90 °C et

prise en compte dans le bilan. Une dérogation à cette règle n'est possible que dans le cas exceptionnel d'une utilisation de vapeur directe dans un procédé de production au sein de l'élément d'attribution (p. ex. pour humidifier un produit intermédiaire). Les pertes de distribution entre les points de mesure effectivement disponibles (p. ex. uniquement à la sortie de la chaufferie) et les points de mesure prévus selon les règles fixées sont estimées de la meilleure façon possible, et déduites de l'énergie utile. Si cela n'est pas possible, on admet, en tant que valeur standard, une perte de distribution globale de 20 %.

## **2. Calcul sur la base de documents**

Lorsque l'énergie utile provient de fournisseurs de chaleur externes ou internes, des documents appropriés (p. ex. les factures envoyées aux consommateurs, la clé de répartition des coûts internes pour différents produits/départements) peuvent être utilisés pour déterminer l'énergie utile. Le cas échéant, il y a lieu de prendre en compte un retour incomplet du condensat ainsi que d'éventuelles pertes de distribution conformément à la procédure décrite dans la première priorité.

## **3. Calcul sur la base de l'intrant d'énergie et du rendement des installations produisant de la chaleur**

En règle générale, la production de chaleur est déterminée sur la base de la consommation de combustible au cours de la période de référence, du pouvoir calorifique inférieur du combustible employé ainsi que du rendement des installations produisant de la chaleur. Dans le cas de la production de chaleur en ayant recours à de l'électricité, la détermination s'effectue sur la base de la consommation d'électricité et du rendement des installations produisant de la chaleur. Le cas échéant, il y a lieu de prendre en compte un retour incomplet du condensat ainsi que d'éventuelles pertes de distribution conformément à la procédure décrite dans la première priorité. Lorsque le rendement des installations ne figure pas dans les informations fournies par le fabricant, il peut être déterminé de manière expérimentale à l'aide de courbes de charge appropriées, en admettant que le retour du condensat est complet à 90 °C.

## **4. Calcul sur la base de l'intrant de combustible en admettant que le rendement des installations produisant de la chaleur est de 70 %**

Lorsque le rendement des installations n'est pas connu ou qu'il n'est pas suffisamment documenté pour pouvoir être extrapolé, on part de l'hypothèse d'un rendement de référence de 70 % en renonçant à une correction supplémentaire pour tenir compte des pertes de distribution.

### **4.7.6 Relevé des intrants d'énergie utilisés pour les éléments d'attribution avec référentiel de combustible**

En règle générale, le paramètre pertinent pour l'attribution de droits d'émission à titre gratuit sur la base d'un référentiel de combustible (annexe 9, ch. 1.3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) est l'énergie (en TJ sur la base du pouvoir calorifique inférieur) des agents énergétiques brûlés dans un élément d'attribution utilisé pour produire de la chaleur non mesurable à une fin particulière (pour la fabrication de produits, la production d'énergie mécanique, le chauffage, le refroidissement). La chaleur non mesurable doit provenir des installations dont l'objectif principal est la production de chaleur. La chaleur non mesurable générée par la combustion ou par une autre réaction exothermique dont l'objectif principal est autre que la production de chaleur ne donne pas lieu à une attribution de droits d'émission à titre gratuit sur la base du référentiel de combustible.

Le cas échéant, pour les combustibles standard, les données nécessaires figurent directement sur les documents de facturation. Si la chaleur non mesurable est produite en ayant recours à de l'électricité, l'utilisation de l'électricité en TJ est déterminante pour le calcul de l'attribution à titre gratuit.

Les combustibles utilisés pour produire de l'électricité ou mis en torchère ne donnent pas droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit (à l'exclusion de la mise en torchère pour des raisons de sécurité, cf. point 9.4).

#### 4.7.7 Relevé des émissions de procédé pour les éléments d'attribution avec émissions de procédé

Le relevé ou la détermination des émissions de procédé (annexe 9, ch. 1.4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) comprend uniquement les émissions donnant droit à une attribution de droits d'émission à titre gratuit ne pouvant être classées dans aucun référentiel de produit, de chaleur ou de combustible. Les émissions de procédé ne peuvent être générées que lors de procédés dont l'objectif principal est autre que la production de chaleur. Elles sont généralement mesurées ou déterminées stœchiométriquement à l'aide des quantités mises en œuvre de matières premières et de matériaux ayant une incidence sur les émissions.

Sont considérées comme des émissions de procédé :

- les émissions de gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub> énumérées à l'art. 1 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (p. ex. le N<sub>2</sub>O), qui ne sont pas déjà couvertes par des référentiels de produits ;
- les émissions de CO<sub>2</sub> non énergétiques, générées en tant que résultat direct et immédiat d'un procédé de fabrication ou d'une réaction chimique (cf. les activités énumérées ci-après) ;
- les émissions générées par la combustion de carbone incomplètement oxydé (gaz résiduels ou gaz de synthèse) aux fins de production de chaleur mesurable, de chaleur non mesurable ou d'électricité (cf. chap. 9) ;
- les émissions de gaz à effet de serre générées par l'incinération des déchets spéciaux au sens de l'art. 3, let. c, OLEF dans des installations principalement destinées à l'élimination de ces déchets spéciaux.

Les activités suivantes peuvent générer des émissions de procédé :

**Tableau 1 : Activités tombant sous la définition d'un élément d'attribution avec émissions de procédé<sup>17</sup>**

Activité	Exemple
Réduction chimique, électrolytique ou pyrométallurgique des composés métalliques présents dans les minerais, les concentrés et les matières premières secondaires	Production de cuivre à partir de minerais de cuivre contenant des carbonates
Élimination des impuretés présentes dans les métaux et les composés métalliques	Émissions générées par l'oxydation des impuretés contenues dans la ferraille dans le cadre d'un procédé de recyclage
Décomposition thermique des carbonates, à l'exclusion de ceux utilisés pour l'épuration des fumées	Production d'oxyde de magnésium
Synthèses chimiques dans lesquelles la matière carbonée participe à la réaction	Production d'acide acrylique, d'acétylène (oxydation partielle), d'acrylonitrile (ammonoxydation) et de formaldéhyde (oxydation partielle / déshydratation)
Utilisation d'additifs ou de matières premières contenant du carbone	Émissions générées par l'oxydation d'additifs organiques destinés à augmenter la porosité des produits céramiques
Réduction chimique ou électrolytique d'oxydes métalloïdes ou d'oxydes non métalliques, tels que les oxydes de silicium et les phosphates	Production de silicium, réduction du minerai de phosphate

<sup>17</sup> Source : document d'orientation n° 2 de l'UE, section 3.5

## 5 Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit

### 5.1 Introduction

La quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit est revue et adaptée chaque année pour chaque élément d'attribution si les conditions y afférentes sont remplies. Il y a des adaptations en cas de modification du niveau d'activité et des adaptations en cas de modification des valeurs des autres paramètres pris en compte dans le premier calcul.

Pour qu'il soit possible de vérifier s'il est nécessaire d'adapter la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit, les exploitants d'installations doivent établir, pour chaque élément d'attribution, un rapport des niveaux d'activité des années précédentes et des valeurs pour d'autres paramètres pertinents pour l'attribution. Par exemple, ces valeurs doivent être communiquées en 2026 pour les deux années précédentes, à savoir 2024 et 2025. Le cas échéant, les niveaux d'activité des nouveaux éléments d'attribution, les données relatives aux mises à l'arrêt d'éléments d'attribution ainsi que toute modification pertinente à l'intérieur des marges de fonctionnement (art. 53, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) doivent être précisés dans le rapport de suivi, ce dernier devant être remis au plus tard le 31 mars de l'année suivante.

Si les niveaux d'activité et, le cas échéant, les valeurs relatives aux autres paramètres pertinents pour l'attribution ne sont pas indiqués dans le rapport de suivi, ou en cas de doutes sur l'exactitude de ces données, l'annonce doit être corrigée dans un délai supplémentaire de dix jours sur demande de l'OFEV, faute de quoi aucun droit d'émission n'est attribué à titre gratuit pour l'année concernée.

En outre, l'attribution de droits d'émission à titre gratuit est réduite lorsque l'efficacité individuelle d'un exploitant d'installations en matière d'émissions de gaz à effet de serre est insuffisante (art. 19, al. 4, de la loi sur le CO<sub>2</sub>). L'efficacité en matière d'émissions de gaz à effet de serre est jugée insuffisante si les exploitants d'installations ne respectent pas la convention qu'ils ont conclue en vertu de l'art. 46 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne)<sup>18</sup>. Dans ce cas, l'attribution à titre gratuit est réduite de 20 % à partir de l'année suivante. Le respect d'une convention est contrôlé par l'autorité compétente (canton ou Office fédéral de l'énergie [OFEN]) selon ses propres exigences. S'il s'agit d'une convention d'objectifs conclue avec la Confédération, l'objectif d'efficacité énergétique globale doit être respecté. L'OFEV ne procède pas à sa propre vérification et aucune exigence supplémentaire n'est définie. Si une nouvelle convention est conclue et respectée, la réduction est annulée, également avec effet au début de l'année suivante. En cas de non-respect d'une convention visée à l'art. 46 LEne, la quantité calculée de droits d'émission à attribuer à titre gratuit n'est pas réduite dans la mesure où l'exploitant d'installations dispose d'une feuille de route visée à l'art. 5 de la loi fédérale du 30 septembre 2022 sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI)<sup>19</sup> et qu'il a mis en œuvre, conformément au calendrier fixé, les mesures prévues pour le site couvert par le SEQE (art. 46, al. 1<sup>bis</sup>, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Les droits d'émission qui ne sont plus attribués à titre gratuit par suite d'adaptations et en comparaison avec les attributions calculées pour la première fois sont provisionnés pour les nouveaux participants, les participants avec de nouveaux éléments d'attribution et les participants en forte croissance et peuvent leur être attribués si besoin pour l'année en cours.

---

<sup>18</sup> RS 730.0

<sup>19</sup> RS 814.310

## 5.2 Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit en cas de modification du niveau d'activité

### 5.2.1 Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit en cas de modification du niveau d'activité, avec référentiel de produit ou selon l'approche basée sur les émissions de procédé

En cas de modification du niveau d'activité, la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit, pour les éléments d'attribution avec référentiel de produit ou selon l'approche basée sur les émissions de procédé, est adaptée pour l'année concernée lorsque la moyenne arithmétique des niveaux d'activité des deux années précédentes présente un écart de plus de 15 % par rapport au niveau d'activité historique.

Le niveau d'activité moyen des deux années précédentes pour un élément d'attribution spécifique se calcule à l'aide de la formule ci-après. Les niveaux d'activité ne sont pas arrondis.

$$mNA_i = \frac{NA_{i-1} + NA_{i-2}}{2}$$

- $mNA$  = moyenne arithmétique des niveaux d'activité des deux années précédentes
- $NA$  = niveau d'activité de l'élément d'attribution
- $i$  = année

L'écart de  $mNA_i$  par rapport au niveau d'activité historique se calcule selon la formule ci-après :

$$abs(X_i) = \frac{abs(mNA_i - hNA)}{hNA}$$

où :

- $abs(X)$  = valeur absolue de l'écart relatif entre  $mNA_i$  et  $hNA$
- $hNA$  = niveau d'activité  $NA$  historique pour la période de référence pertinente

Si la modification est inférieure ou égale à 15 %, aucune adaptation n'est effectuée pour l'année  $i$ .

Si la modification du niveau d'activité historique est supérieure à 15 %, c'est la composante  $mNA_i$  qui est en principe déterminante pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour l'année  $i$ . L'adaptation de la quantité s'effectue dans ce cas conformément aux règles décrites au point 4.6, sous réserve d'autres adaptations au sens du point 5.3. Pour ce faire, le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour l'année  $i$  prend en compte la valeur exacte de la composante  $mNA_i$  en lieu et place du niveau d'activité historique.

Si une adaptation a déjà été réalisée l'année précédente et que la valeur absolue de l'écart reste supérieure à 15 %, sans dépasser au minimum l'intervalle de 5 % directement supérieur ou inférieur (p. ex. 25-30 %, 30-35 %), l'adaptation du calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour l'année  $i$  se fonde de nouveau sur le niveau d'activité qui était déterminant pour l'année précédente. Par exemple, si l'écart est encore de 21 % l'année qui suit une adaptation à hauteur de 24 %, c'est le niveau d'activité pertinent pour la première adaptation qui reste pertinent pour la deuxième adaptation (24 %).

### 5.2.2 Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit en cas de modification du niveau d'activité, avec référentiel de chaleur et de combustible

Si le calcul est effectué sur la base du référentiel de chaleur ou de combustible, le calcul de l'adaptation de l'attribution se fonde sur le niveau d'activité attendu. La nécessité d'examiner une adaptation de l'attribution de droits d'émission à titre gratuit est toutefois évaluée à l'aide de la formule figurant au point 5.2.1. Autrement dit, il convient d'examiner la nécessité d'adapter l'attribution si le niveau d'activité moyen des deux années précédentes s'écarte de plus de 15 % du niveau d'activité moyen de la période de référence.



Si tel est le cas, alors le niveau d'activité attendu est calculé. Il repose sur l'hypothèse d'une efficacité énergétique inchangée par rapport à la période de référence. La quantité calculée de droits d'émission à attribuer à titre gratuit est adaptée lorsque la valeur absolue de l'écart relatif entre la moyenne arithmétique des niveaux d'activité attendus au cours des deux années précédentes et le niveau d'activité historique se monte à plus de 15 %. L'attribution n'est ainsi pas adaptée si le niveau d'activité moyen attendu ne s'écarte pas de plus de 15 %. Cette règle garantit que l'attribution n'est pas réduite en cas de gain notable d'efficacité énergétique et n'est pas augmentée en cas de perte notable. La valeur absolue de l'écart relatif est calculée comme suit :

$$abs(Y_i) = \frac{abs(aNA_i - hNA)}{hNA}$$

où :

$$aNA_i = \frac{[(\sum hEff_z \times P_{z,i-1}) + uNA_{i-1} + (\sum hEff_z \times P_{z,i-2}) + uNA_{i-2}]}{2}$$

- $abs(Y_i)$  = valeur absolue de l'écart relatif pour l'année  $i$
- $aNA_i$  = moyenne arithmétique des niveaux d'activité attendus au cours des deux années précédentes  $i - 1$  et  $i - 2$
- $hEff_z$  = efficacité énergétique historique moyenne de la fabrication de chaque produit  $z$  fabriqué au cours de la période visée à l'annexe 9, ch. 2.3, à l'intérieur des marges de fonctionnement d'un élément d'attribution et exprimée en TJ par t
- $P_{z,i}$  = quantité de production de chaque produit  $z$  fabriqué au cours de l'année  $i$  à l'intérieur des marges de fonctionnement d'un élément d'attribution, exprimée en t
- $uNA_i$  = énergie utilisée au cours de l'année  $i$  qui n'est pas directement liée à la fabrication des produits  $z$ , exprimée en TJ
- $hNA$  = niveau d'activité historique

Pour déterminer le niveau d'activité attendu, les quantités produites de tous les produits fabriqués à l'intérieur des marges de fonctionnement d'un élément d'attribution sont multipliées chaque année par l'efficacité énergétique (en TJ par tonne) de la production correspondante au cours de la période de référence (en général 2019-2023 pour l'attribution des années 2026-2030). Autrement dit, la moyenne des quantités produites au cours des deux années précédentes est multipliée par l'efficacité énergétique de la période de référence ( $hEff_z$ ). La valeur  $hEff_z$  se calcule d'après la production moyenne des produits fabriqués au cours des différentes années de la période de référence, divisée par l'utilisation moyenne d'énergie qui peut être attribuée à la production de ces produits. Les produits fabriqués doivent être distingués et regroupés en fonction de leur code PRODCOM. Les consommations de chaleur ou de combustibles qui ne peuvent pas être attribuées à la production d'un produit déjà fabriqué au cours de la période de référence sont également additionnées ( $uNA_i$ ). Il s'agit en particulier des fournitures de chaleur à des tiers, de l'utilisation de chaleur pour le chauffage de locaux et de l'utilisation de chaleur pour la production de nouveaux produits (autres code PRODCOM). Le résultat ainsi obtenu représente le niveau d'activité attendu. Celui-ci est ensuite comparé au niveau d'activité historique.

L'utilisation de combustibles de soutien dans des installations principalement destinées à l'élimination des déchets spéciaux au sens de l'art. 3, let. c, OLED, est également additionnée ( $uNA_i$ ), étant donné que l'utilisation de combustibles de soutien, pour lesquels l'attribution se fait en fonction du référentiel de combustible, dépend directement du type et de la quantité de déchets spéciaux à éliminer, à condition qu'aucune modification technique n'ait été opérée sur les installations.

Si l'écart du niveau d'activité attendu par rapport au niveau d'activité historique est supérieur à 15 %, c'est la composante  $aNA_i$  qui est en règle générale déterminante pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour l'année  $i$ . L'adaptation de la quantité s'effectue dans ce cas conformément aux règles décrites au point 4.6. Pour ce faire, le calcul de la quantité de droits d'émission

attribués à titre gratuit pour l'année  $i$  prend en compte la valeur exacte de la composante  $aNA_i$  en lieu et place du niveau d'activité historique.

Si une adaptation a déjà été réalisée l'année précédente et que la valeur absolue de l'écart reste supérieure à 15 %, sans dépasser au minimum l'intervalle de 5 % directement supérieur ou inférieur (p. ex. 25-30 %, 30-35 %), l'adaptation du calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour l'année  $i$  se fonde de nouveau sur le niveau d'activité qui était déterminant pour l'année précédente. Par exemple, si l'écart est encore de 21 % l'année qui suit une adaptation à hauteur de 24 %, c'est le niveau d'activité déterminant pour la première adaptation qui reste pertinent pour la deuxième adaptation (24 %).

Les exploitants d'installations sont tenus de faire figurer dans le rapport de suivi annuel les données requises pour évaluer une adaptation de l'attribution. S'il manque des données, aucun droit d'émission n'est attribué à titre gratuit pour les éléments d'attribution en question pour l'année concernée (art. 52, al. 8, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

### 5.3 Adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit en cas de modification des valeurs d'autres paramètres considérés lors du calcul de l'attribution

La quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit est revue en cas de modification des valeurs d'autres paramètres pris en compte lors du calcul de l'attribution selon le point 4.6. Il s'agit en particulier des paramètres suivants :

- la chaleur importée par des tiers hors SEQUE, provenant de la production d'acide nitrique ou produite en ayant recours à l'énergie nucléaire, qui est consommée à l'intérieur d'un élément d'attribution assorti d'un référentiel de produit (cf. annexe 9, ch. 1.7, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) ;
- les émissions générées par la mise en torchère des gaz résiduels dans un référentiel de produit (cf. annexe 9, ch. 1.7a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

S'agissant des éléments d'attribution pour lesquels un des paramètres précédemment cités est pertinent, la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit est vérifiée chaque année. Une adaptation de cette quantité est effectuée pour l'année concernée si, dans les paramètres pris en compte pour le calcul, la valeur absolue de l'écart relatif de la moyenne arithmétique des deux années précédentes s'écarte de la valeur historique de plus de 15 %. La valeur absolue de l'écart est calculée comme suit :

$$abs(Z_i) = \frac{abs(aZP_i - hZP)}{hZP}$$

- $abs(Z)$  = valeur absolue de l'écart relatif du paramètre  $aZP_i$  de  $hZP$
- $aZP$  = moyenne arithmétique des valeurs du paramètre d'attribution  $ZP$  au cours des deux années précédentes
- $hZP$  = valeur historique du paramètre  $ZP$
- $i$  = année

Si la modification est inférieure ou égale à 15 %, aucune adaptation n'est effectuée.

Si l'écart avec la valeur de  $hZP$  est supérieur à 15 %, c'est la moyenne  $aZP_i$  qui sert en règle générale de valeur paramétrique déterminante pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour l'année  $i$ . L'adaptation de cette quantité s'effectue dans ce cas conformément aux règles décrites au point 4.6. Pour ce faire, le calcul de l'attribution à titre gratuit pour l'année  $i$  prend en compte la valeur exacte de la moyenne  $aZP_i$  en lieu et place de la valeur de  $hZP$ .

Si une adaptation a déjà été réalisée l'année précédente et que la valeur absolue de l'écart reste supérieure à 15 %, sans dépasser au minimum l'intervalle de 5 % directement supérieur ou inférieur (p. ex. 25-30 %, 30-35 %), l'adaptation du calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit pour l'année  $i$  se fonde de nouveau sur la valeur qui était déterminante pour l'année précédente. Par exemple, si l'écart est encore de 21 % l'année qui suit une adaptation à hauteur de 24 %, c'est la valeur déterminante pour la première adaptation qui reste pertinente pour la deuxième adaptation (24 %).

## **5.4 Interruptions d'exploitation**

Si un élément d'attribution est mis à l'arrêt, l'exploitant ne se voit plus attribuer de droits d'émission à titre gratuit pour celui-ci à partir de la date de mise hors service. S'il s'ensuit que l'exploitant d'installations ne remplit plus de manière durable les conditions de participation au SEQE, il peut demander jusqu'au 1<sup>er</sup> juin à ne plus participer au SEQE avec effet au début de l'année suivante (art. 43a de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, cf. point 2.5).

## 6 Plan de suivi

### 6.1 Objectif du plan de suivi

Les exploitants d'installations qui participent au SEQUE ou qui ont été exemptés de l'obligation de participer au SEQUE (*opt-out*) doivent remettre à l'OFEV un plan de suivi pour approbation. Sont exceptés les exploitants d'installations qui ont pris un engagement de réduction au sens de l'art. 31, al. 1, de la loi sur le CO<sub>2</sub> et qui utilisent uniquement des combustibles marchands ordinaires.

Le plan de suivi doit présenter et documenter la façon dont sont déterminées les émissions annuelles de gaz à effet de serre et les consommations d'énergie de manière aussi complète et précise que possible (annexe 16, ch. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Pour ce faire, les émissions de gaz à effet de serre peuvent être soit calculées, soit mesurées.

- Calcul : les émissions de gaz à effet de serre d'un flux de substances sont calculées sur la base des quantités utilisées (mesurées ou déduites) et d'autres paramètres de calcul tels que le facteur d'émission, le pouvoir calorifique ainsi que, le cas échéant, la fraction issue de la biomasse, le facteur d'oxydation ou de conversion et la teneur en carbone (cf. point 6.6). Les valeurs de ces paramètres se basent sur des analyses, des mesures ou des valeurs standard. Le calcul est effectué à l'aide d'une méthode standard ou d'un bilan massique.
- Mesure : le débit des effluents gazeux et la concentration des gaz à effet de serre qu'il contient sont mesurés en continu à partir des sources d'émission (cf. point 6.7).

L'exploitant d'installations consigne en détail dans son plan de suivi la manière dont les données sont calculées ou relevées. Il documente les flux de données à partir des données primaires jusqu'aux données finales pour assurer la traçabilité des émissions et des quantités d'énergie indiquées.

Les méthodes à appliquer et la façon dont les données sont déterminées diffèrent selon le classement des installations, des flux de substances et des sources d'émission ainsi qu'en fonction des exigences des points suivants. Si un exploitant d'installations respecte les exigences de niveau de l'UE<sup>20</sup>, on considère que les exigences de précision sont remplies pour la Suisse.

L'exploitant d'installations est responsable de l'exhaustivité et de l'exactitude des données rapportées. C'est à lui qu'il incombe de garantir l'assurance qualité des données et des dispositifs de mesure. Il s'agit notamment de contrôles réguliers des dispositifs de mesure et de l'étalonnage de ces instruments, dans la mesure où ces contrôles ne sont pas déjà réglés dans des dispositions légales ou des normes. Des processus internes de contrôle ainsi que des plausibilisations effectuées sur la base des chiffres des années précédentes et de sources de données alternatives doivent aussi être prévus.

Le suivi doit mentionner non seulement toutes les émissions de gaz à effet de serre découlant de l'exploitation régulière ainsi que celles liées à des événements exceptionnels (p. ex. mise en service, arrêt ou cas d'urgence), mais aussi le CO<sub>2</sub> capté ou transféré. Les gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub> sont convertis en éq.-CO<sub>2</sub> à l'aide du potentiel de réchauffement figurant à l'annexe 1 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>.

Les exploitants d'installations doivent recueillir et conserver toutes les données nécessaires pour le plan de suivi. Dans la mesure où l'exécution l'exige, l'OFEV peut demander aux exploitants et personnes contrôlés de présenter toutes les données et tous les processus servant à la récolte et à la conservation de ces données (art. 133, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Cette disposition concerne en particulier les données primaires pertinentes ainsi que d'éventuels paramètres de calcul et les bases servant à leur détermination.

Si des rectifications et des mesures de correction sont nécessaires, l'OFEV se réserve le droit d'exiger de consulter et de vérifier les mesures d'assurance qualité mises en œuvre.

<sup>20</sup> Règlement d'exécution (UE) 2018/2066 de la Commission du 19 décembre 2018 relatif à la surveillance et à la déclaration de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant le règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission, JO L 334 du 31 décembre 2018, p. 1 ; modifié en dernier lieu par le règlement d'exécution (UE) 2025/842, JO L 2025/842 du 7 mai 2025.

Le plan de suivi est établi à l'aide d'un modèle mis à disposition par l'OFEV – ou d'un modèle propre à l'exploitant d'installations mais approuvé par l'OFEV – et doit être remis à l'OFEV pour approbation au plus tard trois mois après expiration du délai de notification ou du délai de dépôt de la demande de participation (art. 40, al. 2 ; art. 42 et art. 51, al. 1 ; annexe 14, ch. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

## 6.2 Adaptation du plan de suivi

Le plan de suivi doit être tenu à jour. S'il ne satisfait plus aux exigences de l'annexe 16 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, il doit être adapté et soumis à nouveau à l'OFEV pour approbation. L'exploitant d'installations annonce immédiatement toute modification à l'OFEV (art. 51, al. 4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Les modifications suivantes ont notamment pour conséquence que les exigences ne sont plus remplies et requièrent une adaptation du plan de suivi :

- modifications de la classification des installations ;
- introduction de nouveaux flux de substances et changements dans la classification des flux ;
- modifications des sources d'émission et changements dans la classification des sources d'émission ;
- modifications des paramètres de calcul, lorsqu'une valeur fixe a été arrêtée dans le plan de suivi ;
- introduction de nouveaux procédés, analyses ou étalonnages, lorsque ceux-ci ont un impact sur les données d'émission.

L'exploitant d'installations documente l'ensemble des adaptations et modifications survenues entre les différentes versions du plan de suivi.

## 6.3 Classification des installations, des flux de substances et des sources d'émission

Les exigences s'appliquant au suivi dépendent de la classification de l'ensemble des installations et des différents flux de substances et sources d'émission et sont fonction de la quantité des émissions de gaz à effet de serre. Les exigences sont réglementées en détail dans la présente section ainsi qu'au chapitre 10.

### Classification des installations

La classification s'effectue sur la base des émissions annuelles moyennes, comme suit :

- installations de type A : les émissions annuelles moyennes sont égales ou inférieures à 50 000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> ;
- installations de type B : les émissions annuelles moyennes se situent entre 50 000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> et 500 000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> ;
- installations de type C : les émissions annuelles moyennes dépassent 500 000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub>.

### Classification des flux de substances

Les flux de substances sont les flux d'énergie ou de matières transformés dont les émissions de gaz à effet de serre sont calculées pour le suivi annuel. Les flux de substances sont comparés à la quantité totale des émissions de gaz à effet de serre des installations participant au SEQE et classés comme suit :

- flux de minimis : le cumul des flux de substances sélectionnés représente moins de 1000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> par an ou moins de 2 % des émissions annuelles des installations en éq-CO<sub>2</sub> (jusqu'à un maximum de 20 000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> par an) ;
- flux mineurs : le cumul des flux de substances sélectionnés représente moins de 5000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> par an ou moins de 10 % des émissions annuelles des installations dans leur ensemble en éq-CO<sub>2</sub> (jusqu'à un maximum de 100 000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> par an) ;
- flux majeurs : tous les autres flux de substances.

## Classification des sources d'émission

Les sources d'émission sont des installations ou des procédés qui génèrent des gaz à effet de serre. Si les mesures sont effectuées directement au point de mesure (p. ex. dans les effluents gazeux), il y a lieu de se conformer à la classification ci-après pour l'ensemble des sources d'émission dont les gaz à effet de serre sont mesurés conjointement (même appareil de mesure) :

- sources d'émission mineures : sources d'émission qui représentent moins de 5000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> par an ou moins de 10 % des émissions totales annuelles de l'installation (jusqu'à un maximum de 100 000 tonnes d'éq-CO<sub>2</sub> par an) ;
- sources d'émission majeures : toutes les autres sources d'émission.

## 6.4 Dérogations à la précision exigée

À l'aide de la classification figurant au point 6.3, des exigences spécifiques de précision du suivi annuel sont définies au chapitre 10. Il n'est possible de déroger à ces exigences qu'à titre exceptionnel, lorsqu'il est prouvé qu'il est impossible de suivre ces exigences du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que le faire ne serait pas supportable sur le plan économique (annexe 16, ch. 1, let. b, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Les dérogations doivent être motivées chaque année dans le rapport de suivi. Si les conditions sont réunies, l'OFEV approuve la dérogation.

## 6.5 Laboratoires d'analyse

Les laboratoires qui effectuent des analyses, des mesures, des étalonnages et des essais d'appareils pour les systèmes de mesure en continu des émissions doivent être accrédités selon la norme SN EN ISO/CEI 17025 pour les méthodes d'analyse et les activités d'étalonnage concernées. Il est possible de faire appel à des laboratoires non titulaires d'une accréditation conforme à cette norme pour autant que l'exploitant d'installations prouve que le laboratoire en question respecte les exigences de la norme.

## 6.6 Calcul des émissions de gaz à effet de serre

Les sections suivantes expliquent les méthodes et les exigences générales de calcul des gaz à effet de serre et de la consommation d'énergie pour un flux de substances identifié. Le calcul s'effectue à l'aide de la méthode standard ou de celle du bilan massique et doit tenir compte des exigences présentées au chapitre 10.

### 6.6.1 Calcul selon la méthode standard

Dans le cas de la méthode standard, les émissions de combustion sont calculées en multipliant la consommation de combustible par un pouvoir calorifique, un facteur d'émission, un facteur d'oxydation et, le cas échéant, la fraction démontrable issue de la biomasse. Le facteur d'oxydation est employé afin de corriger les valeurs d'émission en cas de combustion incomplète. Les émissions de combustion sont calculées comme suit pour chaque flux de substances :

$$Em = En \times FE \times FO \times (1 - FB), \text{ où } En = Q \times PCI$$

où :

- $Em$  = émissions, en tonnes de CO<sub>2</sub>
- $En$  = quantité d'énergie, en TJ (quantité de combustibles utilisés, exprimée en TJ sur la base du pouvoir calorifique inférieur)
- $FE$  = facteur d'émission des combustibles, y compris ceux utilisés comme intrants de procédés, exprimé en tonnes de CO<sub>2</sub>/TJ sur la base du pouvoir calorifique inférieur
- $FO$  = facteur d'oxydation [adimensionnel]

- $FB$  = fraction démontrable issue de la biomasse [adimensionnelle]
- $Q$  = quantité de combustibles, en tonnes ou  $\text{Nm}^3$
- $PCI$  = pouvoir calorifique inférieur, en  $\text{TJ/t}$  ou  $\text{TJ/Nm}^3$

L'OFEV peut exiger l'utilisation de facteurs d'émission des combustibles sur la base de tonnes de  $\text{CO}_2$ /tonne ou de tonnes de  $\text{CO}_2/\text{Nm}^3$  si l'utilisation d'un facteur d'émission fondé sur les tonnes de  $\text{CO}_2/\text{TJ}$  ne permet pas d'atteindre un niveau de précision comparablement élevé en raison des conversions. Dans le suivi, les émissions générées par les combustibles entièrement transformés comme intrants de procédés sont traitées comme des émissions de combustion. Les exigences liées au relèvement des valeurs utilisées dans la formule ci-avant sont définies au chapitre 10.

Avec la méthode standard, les émissions de procédé, à savoir les émissions découlant de procédés autres que la combustion, sont calculées pour chaque flux de substances soit sur la base des intrants (méthode A), soit sur la base des extrants (méthode B). Les quantités pertinentes se basent en général soit sur un combustible ou une matière première, soit sur un produit intermédiaire ou final d'un procédé. Elles sont multipliées par un facteur d'émission et un facteur de conversion. Le facteur de conversion est employé pour corriger les valeurs d'émission dans les cas où la transformation des matières utilisées comme intrants est incomplète. Dans le cas de la méthode standard, les émissions de procédé sont calculées comme suit pour chaque flux de substances :

$$Em = Q \times FE \times FC$$

où :

- $Em$  = émissions, en tonnes d'éq.- $\text{CO}_2$
- $Q$  = quantité de combustibles, en tonnes ou  $\text{Nm}^3$
- $FE$  = facteur d'émission, en tonnes d'éq.- $\text{CO}_2$ /tonne ou en tonnes d'éq.- $\text{CO}_2/\text{Nm}^3$
- $FC$  = facteur de conversion [adimensionnel]

Les quantités, le facteur d'émission et le facteur de conversion se rapportent ici aux quantités de matières utilisées dans le procédé ou aux quantités du produit obtenu par le procédé. Les exigences liées au relèvement des valeurs utilisées dans la formule ci-avant sont définies au chapitre 10, en particulier au point 10.1.2.

## 6.6.2 Calcul sur la base d'un bilan massique

Comme avec la méthode standard, les émissions sont également obtenues au moyen d'un calcul. Dans certains cas exceptionnels, il peut s'avérer compliqué d'établir un lien direct entre les émissions et des flux de substances spécifiques, car les produits (et les déchets) contiennent des quantités importantes de carbone. La méthode standard ne s'applique pas à des cas de ce type. On doit alors établir un bilan massique complet du carbone entrant et sortant de l'installation.

Un bilan massique calcule les émissions de chaque flux de substances en multipliant les quantités de combustibles ou de matières entrantes ou sortantes par la teneur en carbone correspondante et le facteur permettant de convertir la masse molaire du carbone en  $\text{CO}_2$  :

$$Em_{BM} = \sum_i (f \times Q_i \times TC_i)$$

où :

- $Em_{BM}$  = émissions de tous les flux de substances inclus dans le bilan massique, en tonnes d'éq.- $\text{CO}_2$
- $f$  = facteur permettant de convertir la masse molaire du carbone en  $\text{CO}_2$  ( $f = 3,664$  tonnes de  $\text{CO}_2$ /tonnes de C)
- $Q_i$  = quantités (p. ex. la masse en tonnes) de la matière ou du combustible  $i$  pris en considération. Les quantités des matières ou combustibles entrantes portent un signe positif et les

quantités des matières et combustibles sortantes un signe négatif. Les flux de substances en provenance et à destination des stocks doivent être pris en compte dans l'année civile correspondante.

- $TC_i$  = teneur en carbone de la matière ou du combustible pris en considération en tant que rapport de la masse de carbone par unité de quantité (unité de quantité identique à celle de  $Q_i$ ).

Les quantités, le facteur d'émission et le facteur de conversion se rapportent ici tant aux quantités de toutes les matières utilisées dans le procédé qu'aux quantités de produits et déchets générés par le procédé.

Les émissions issues du procédé faisant l'objet du bilan massique correspondent à la somme des éq.-CO<sub>2</sub> de tous les flux de substances impliqués. Dans le bilan massique, le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère est considéré comme émission de l'équivalent molaire CO<sub>2</sub>.

Si la teneur en carbone d'une matière ou d'un combustible est calculée à partir d'un facteur d'émission (FE) avec l'unité tonnes de CO<sub>2</sub>/tonne, il faut procéder à la conversion suivante :

$$TC_i = \frac{FE_i}{f}$$

Si la teneur en carbone d'un combustible est calculée à partir d'un facteur d'émission avec l'unité tonnes de CO<sub>2</sub>/TJ, il faut procéder à la conversion suivante :

$$TC_i = \frac{FE_i \times PCI_i}{f}$$

### 6.6.3 Détermination des quantités

Les quantités utilisées pour les calculs doivent être mesurées, dans le respect des niveaux de précision indiqués, conformément au chapitre 10 ou au moyen d'une comptabilité-matières. Si la détermination se fonde sur une comptabilité-matières, le plan de suivi doit décrire comment les stocks sont définis au début et à la fin de l'année civile.

#### Systèmes de mesure propres à l'exploitant

En principe, l'exploitant d'installations doit déterminer les quantités sur la base des valeurs mesurées avec son propre système, pour autant que des systèmes de mesure de tiers ne puissent fournir des résultats plus précis et plus fiables. S'il utilise son propre système, il doit prouver que les exigences de précision sont respectées. Si aucune disposition légale n'impose de vérification des instruments utilisés, l'exploitant doit comparer au moins une fois par an (ainsi qu'après chaque étalonnage) les résultats de l'étalonnage avec les exigences de précision fixées au chapitre 10.

Si les exigences relatives aux données ne sont pas respectées, le problème doit être résolu aussi rapidement que possible. L'OFEV doit en être informé immédiatement.

Lorsqu'on détermine les précisions, il est impératif de tenir compte des incertitudes indiquées pour les différents instruments de mesure, des incertitudes liées à l'étalonnage et de toutes les incertitudes pratiques découlant de l'utilisation des appareils de mesure. Lorsqu'on détermine les quantités sur la base d'une comptabilité-matières, il importe de prendre en compte en particulier les méthodes de détermination de l'évolution des stocks. Les précisions à établir doivent se fonder sur l'année de suivi dans son ensemble. Pour autant que les appareils de mesure soient installés correctement et conformément aux spécifications d'utilisation, on peut supposer que la précision sur l'ensemble de l'année de suivi correspond aux marges d'erreur indiquées pour l'appareil de mesure (données du fabricant) ou, si inférieure, à la valeur d'incertitude issue de l'étalonnage.

Lorsqu'un exploitant utilise ses propres compteurs vérifiés, il peut utiliser pour la précision les marges d'erreur légales sans fournir d'autre preuve.



## Systèmes de mesure de tiers

Pour déterminer les quantités, il est également possible d'utiliser des systèmes de mesure de tiers si ceux-ci permettent d'obtenir des résultats plus précis et plus fiables, par exemple au moyen de valeurs relevées directement ou, dans le cas où une transaction commerciale a lieu entre deux partenaires commerciaux indépendants, sur la base des valeurs indiquées sur les factures. Dans ce but, on peut utiliser les marges d'erreur légales pour la transaction commerciale concernée sans avoir à fournir de preuve supplémentaire quant à la précision.

L'exploitant d'installations reste dans tous les cas responsable du bon respect des exigences.

### 6.6.4 Détermination des paramètres de calcul

Les paramètres utilisés pour le calcul des émissions sont définis en fonction des exigences relatives aux données, soit comme valeurs d'analyse, soit comme valeurs standard.

#### Exigences relatives aux analyses

Si les valeurs des paramètres de calcul doivent être analysées, il faut en principe établir ces paramètres pour l'état dans lequel se trouve le combustible ou la matière lors de son achat ou de son utilisation. Les analyses, les prélèvements d'échantillon et les étalonnages pour déterminer les paramètres de calcul sont effectués selon les normes correspondantes (p. ex. normes suisses SN, européennes EN ou internationales ISO). S'il n'existe aucune norme publiée, on peut recourir à des projets de normes appropriés, des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie ou des approches fondées sur la science, qui excluent les erreurs systématiques lors de l'échantillonnage et de la mesure.

Les résultats des analyses sont applicables uniquement pour la période de livraison ou le lot de combustible ou de matière pour lesquels les échantillons sont représentatifs. Pour déterminer la valeur des paramètres de calcul, il faut tenir compte de tous les résultats d'analyse. Les exigences concernant les laboratoires sont présentées au point 6.5.

Les matières ou combustibles gazeux peuvent contenir des substances organiques carbonées, qui provoquent des émissions et dont la composition varie au cours du temps. Il existe des méthodes d'analyse basées sur la séparation chromatographique et sur la détection consécutive de chaque substance. Les détecteurs les plus communs sont, par exemple, le détecteur à ionisation de flamme ou le détecteur à spectrométrie de masse. Ils permettent de déterminer la composition des gaz en ligne et donc de calculer des paramètres pertinents comme le pouvoir calorifique inférieur ou le facteur d'émission. L'utilisation d'appareils de chromatographie en phase gazeuse en ligne ou d'analyseurs de gaz avec ou sans extraction pour la détermination des émissions nécessite l'approbation préalable de l'OFEV et n'est possible que pour déterminer la composition des combustibles et matières gazeux. L'analyse de la fraction de biogaz dans le gaz naturel tiré du réseau n'est pas admise (cf. point 6.6.7).

### 6.6.5 Échantillonnage

Si les valeurs des paramètres de calcul sont analysées, il faut présenter un plan d'échantillonnage pour chaque combustible et/ou chaque matière. Le plan d'échantillonnage définit la méthode de préparation des échantillons, en particulier les responsabilités, les points de prélèvements, les fréquences, les quantités ainsi que le stockage et le transport. Lors du prélèvement, il faut garantir que les échantillons prélevés soient représentatifs du lot ou de la période de livraison concernée et que les erreurs systématiques aient été exclues. Les contenus du plan d'échantillonnage doivent avoir été convenus avec le laboratoire compétent. La convention avec le laboratoire doit être consignée dans le plan d'échantillonnage. L'exploitant d'installations est responsable du respect des exigences, même si les prélèvements sont effectués par des tiers (p. ex. des fournisseurs).

En règle générale, toutes les normes contenant des dispositions relatives à l'élaboration des plans d'échantillonnage sont pertinentes, en particulier celles concernant le type de flux spécifique.

Si le combustible ou la matière est largement homogène, il est possible de demander une procédure simplifiée.

Le plan d'échantillonnage doit être tenu à jour. Ce plan doit en particulier être adapté avec l'approbation du laboratoire si l'hétérogénéité du combustible ou de la matière diffère des hypothèses initiales ou si les flux de substances ou leurs propriétés évoluent au fil du temps. Au besoin, il y a lieu de réviser le plan de suivi.

### 6.6.6 Fréquence d'analyse

Pour effectuer les analyses, il est impératif de respecter les fréquences minimales relatives aux différents combustibles et matières indiquées dans le tableau ci-après.

**Tableau 2 : Fréquence minimale des analyses**

Combustible/matière	Fréquence minimale des analyses
Gaz naturel	Au moins hebdomadaire
Autres gaz, notamment gaz de synthèse et gaz de procédé (mélange de gaz de raffinerie, gaz de cokerie, gaz de haut fourneau et gaz de convertisseur)	Au moins journalière, selon des procédures appropriées aux différents moments de la journée
Huile de chauffage (p. ex. huile de chauffage légère, mi-lourde, lourde, bitume)	Toutes les 20 000 tonnes de combustibles, et au moins six fois par an
Charbon, charbon cokéifiable, coke de pétrole, tourbe	Toutes les 20 000 tonnes de combustibles/matières, et au moins six fois par an
Autres combustibles	Toutes les 10 000 tonnes de combustibles, et au moins quatre fois par an
Déchets solides non traités (déchets fossiles purs ou mélange de déchets issus de la biomasse et de déchets fossiles)	Toutes les 5000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Déchets liquides, déchets solides prétraités	Toutes les 10 000 tonnes de déchets, et au moins quatre fois par an
Minéraux carbonatés (y c. calcaire et dolomite)	Toutes les 50 000 tonnes de matières, et au moins quatre fois par an
Argiles et schistes	Quantités de matières correspondant à 50 000 tonnes de CO <sub>2</sub> , et au moins quatre fois par an
Autres matières (produit primaire, intermédiaire et final)	Selon le type de matière et la variation : quantités de matières correspondant à 50 000 tonnes d'éq.-CO <sub>2</sub> , et au moins quatre fois par an
CO <sub>2</sub> transféré	Au moins hebdomadaire
Concentration de CO <sub>2</sub> issu de la biomasse dans les effluents gazeux, si les émissions sont calculées sur la base d'une quantité d'effluents gazeux mesurée en continu	Toutes les 50 000 tonnes de CO <sub>2</sub> , et au moins une fois par mois

Il est admis de s'écarter des fréquences minimales pour autant que l'incertitude relative aux valeurs d'analyse établies pour les différents combustibles ou matières n'excède pas un tiers de la précision requise pour la détermination des quantités de combustibles ou de matières. Cette incertitude doit se baser sur des données historiques, y compris des valeurs d'analyse obtenues pour les différents combustibles ou matières au cours de l'année de suivi précédente.

L'incertitude de la valeur d'analyse est déterminée au moyen de la somme pondérée des incertitudes de tous les résultats d'analyse<sup>21</sup> :

$$u_{\text{total}} = \frac{\sqrt{(u_1 \times x_1)^2 + (u_2 \times x_2)^2 + \dots + (u_n \times x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

où :

- $u_i$  = incertitude relative de la valeur d'analyse de l'échantillon  $i$
- $x_i$  = taille de l'échantillon  $i$

Si l'on suppose que l'incertitude de la valeur d'analyse de chaque échantillon est la même et que tous les échantillons ont une taille similaire, la formule peut être simplifiée comme suit :

$$u_{\text{total}} = u_i \times \frac{\sqrt{n}}{n} = \frac{u_i}{\sqrt{n}}$$

où :

- $n$  = nombre d'échantillons

Si l'incertitude totale relative aux valeurs d'analyse est connue (dans la plupart des cas, il s'agit d'un résultat direct de l'écart-type des valeurs d'analyse), le nombre minimal d'échantillons requis peut être déterminé par la formule :

$$n = \frac{u_i^2}{u_{\text{total}}^2}$$

Il est admis de s'écarter des fréquences minimales présentées ci-avant si l'exploitant d'installations peut prouver que le respect de telles exigences engendrerait des coûts disproportionnés.

Les coûts sont définis comme étant disproportionnés s'ils sont supérieurs aux bénéfices. Ces derniers sont calculés en multipliant les émissions moyennes par un facteur d'amélioration de 1 % et un prix de référence par droit d'émission. Concernant les investissements à effectuer, les coûts prennent en compte une période d'amortissement appropriée. Les émissions annuelles moyennes des différents flux de substances sont calculées sur la base des trois années précédentes. La formule employée est la suivante :

$$C < P \times Ean \times FA$$

où :

- $C$  = coûts [euros/an]
- $P$  = prix de référence du droit d'émission = 80 euros/tonne d'éq.-CO<sub>2</sub>
- $Ean$  = émissions moyennes des flux pertinents durant les trois dernières années civiles [t d'éq.-CO<sub>2</sub>/an]
- $FA$  = facteur d'amélioration de 1 %

Exemple : un flux de substances a engendré au cours des trois dernières années civiles des émissions à hauteur de 40 000 tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub> par an en moyenne. Le prix d'une analyse est de 5000 euros. Les bénéfices annuels s'élèvent ainsi à 32 000 euros (80 × 40 000 × 0,01).

Par conséquent, on considère qu'il est possible d'effectuer jusqu'à six analyses par an avec des coûts proportionnés.

<sup>21</sup> MRR Guidance document No 5, version finale du 27 novembre 2017

### 6.6.7 Biomasse

Les fractions de la biomasse dans les agents énergétiques et les matériaux mis en œuvre dans des procédés doivent être démontrées. Le facteur d'émission pour le calcul de l'obligation de remise visée à l'art. 55 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> pour la biomasse est égal à zéro s'il est attesté que le carbone des émissions de CO<sub>2</sub> occasionnées provient d'un circuit naturel et qu'il est possible d'exclure avec suffisamment de certitude la présence de pollutions avec des fractions fossiles. La tourbe et le xylitol ne sont pas considérés comme de la biomasse. Pour déterminer le pouvoir calorifique (si représentatif), on peut se servir des valeurs standard correspondant aux meilleures pratiques.

Pour les combustibles ou matières mixtes, il faut déterminer, pour toutes les fractions fossiles ou biogènes non démontrées, les facteurs d'émission et les pouvoirs calorifiques conformément au point 6.6.1. Ceux-ci sont multipliés par les fractions fossiles et biogènes non démontrées du mélange. Si des analyses sont prescrites pour déterminer la fraction issue de la biomasse, celles-ci doivent être réalisées selon les normes existantes et les méthodes d'analyse correspondantes. Si un échantillonnage doit être effectué, le plan de suivi soumis s'accompagnera d'un plan d'échantillonnage (cf. point 6.6.5). Si cela s'avère impossible d'un point de vue technique ou si cela entraînerait des coûts disproportionnés, il y a alors lieu de soumettre à l'OFEV pour approbation une autre méthode d'estimation qui détermine la fraction issue de la biomasse. Si représentatives, les valeurs standard de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse peuvent aussi être utilisées.

Pour les combustibles ou les matières dans un procédé de production dont les flux de substances entrants sont définis et traçables, le calcul peut s'effectuer sur la base d'un bilan massique portant sur le carbone fossile et biogène entrant dans le procédé ou en sortant.

Concernant le gaz issu du réseau de gaz national et tous les autres agents énergétiques inscrits dans le système des garanties d'origine des combustibles et carburants, les analyses de détermination de la fraction issue de la biomasse pouvant être prise en compte ne sont pas admises en dérogation aux prescriptions précitées. Une prise en compte des fractions issues de la biomasse n'est possible que si les quantités correspondantes de garanties d'origine ont été attribuées à l'exploitant d'installations dans le système des garanties d'origine des combustibles et carburants.

Si le gaz transporté par conduites est prélevé depuis l'étranger, la classification correspond en principe à celle de l'évaluation en douane. Il ne peut être pris en compte en tant que biogaz que si les exigences visées au chap. 7a de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> sont respectées. Si les garanties d'origine requises ne peuvent être fournies, le gaz est enregistré dans le suivi comme gaz naturel (et donc fossile). Les émissions sont déterminées à l'aide du facteur d'émission correspondant.

## 6.7 Mesure des gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre peuvent être mesurées directement. Il est toujours impératif d'effectuer une mesure pour les émissions de protoxyde d'azote (aussi appelé gaz hilarant ou N<sub>2</sub>O) – en particulier celles issues de processus de fabrication chimiques – et pour les quantités de CO<sub>2</sub> captées et transférées. On peut également mesurer directement le CO<sub>2</sub> qui n'est pas transféré ou d'autres gaz à effet de serre pour autant que les exigences ci-après soient observées pour chaque source d'émission.

En cas de mesure directe, les exploitants d'installations des types B et C doivent respecter une précision de 2,5 % pour le CO<sub>2</sub> et de 5 % pour le N<sub>2</sub>O. Les installations de type A sont les seules pour lesquelles une précision de 7,5 % peut être acceptée, à titre exceptionnel, pour des sources d'émission mineures.

Comme, en cas de mesure, il est possible de déterminer les quantités de gaz à effet de serre annuelles sur la base des émissions moyennes par heure (cf. point 6.7.1), les exigences précitées s'appliquent également aux émissions moyennes par heure.

Toutes les mesures doivent être effectuées selon les méthodes prescrites par les normes suivantes :

- EN 14181 Émission de sources fixes – Assurance qualité des systèmes automatiques de mesure ;
- EN 15259 Qualité de l'air – Mesurage des émissions de sources fixes – Exigences relatives aux sections et aux sites de mesurage et relatives à l'objectif, au plan et au rapport de mesurage ;

- autres normes européennes pertinentes, en particulier la norme EN ISO 16911-2 (Émissions de sources fixes – Détermination manuelle et automatique de la vitesse et du débit-volume d'écoulement dans les conduits – Partie 2 : Systèmes de mesure automatiques).

Si aucune de ces normes n'est applicable, les méthodes doivent se fonder sur des directives nationales ou d'autres normes pertinentes reconnues. S'il n'existe aucune norme publiée, on peut, pour restreindre les erreurs systématiques lors de l'échantillonnage et de la mesure, appliquer des projets de normes pertinents, des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie ou d'autres approches fondées sur la science.

Il faut tenir compte de tous les aspects du système de mesure en continu, en particulier de l'emplacement des appareils ainsi que de l'étalonnage, de la mesure, de l'assurance qualité et des contrôles qualité. Les exigences concernant les laboratoires sont celles présentées au point 6.5.

### 6.7.1 Détermination des émissions

Lors de la mesure, on détermine les émissions annuelles issues d'une source d'émission en additionnant toutes les valeurs horaires mesurées de concentration de gaz à effet de serre et en les multipliant par les valeurs horaires du débit des effluents gazeux :

$$GES-Em_{total}[t] = \sum_{i=1}^{Heures\ d'exploitation} GES-Conc_{horaire\ i} \times V_{horaire,i} \times 10^{-6} \left[ \frac{t}{g} \right]$$

Si l'on dispose de données pour des périodes plus courtes, il faut s'en servir pour déterminer les émissions annuelles.

Le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère est traité comme équivalent molaire CO<sub>2</sub>. Pour la mesure du N<sub>2</sub>O, il faut en outre tenir compte des dispositions figurant au point 10.14.

En complément du calcul susmentionné des émissions annuelles, celles-ci doivent être indiquées pour les moyennes horaires suivantes dans le suivi. Le calcul est le suivant :

$$GES-Em_{moyenne} \left[ \frac{kg}{h} \right] = \frac{GES-Em_{total}}{Heures\ d'exploitation} \times 10^3 \left[ \frac{kg}{t} \right]$$

$$GES-Conc_{moyenne} \left[ \frac{g}{Nm^3} \right] = \frac{GES-Em_{total}}{\sum_{i=1}^{heures\ d'exploitation} V_{horaire,i}} \times 10^6 \left[ \frac{g}{t} \right]$$

$$Débit_{moyenne} \left[ \frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{\sum_{i=1}^{heures\ d'exploitation} V_{horaire,i}}{Heures\ d'exploitation}$$

Les émissions annuelles correspondent donc aussi à :

$$GES-Em_{total}[t] = GES-Conc_{moyenne} \times Débit_{moyenne} \times Heures\ d'exploitation \times 10^{-6} \left[ \frac{t}{g} \right]$$

Le principe suivant s'applique à toutes les équations :

L'index i se rapporte aux différentes heures d'exploitation. Si un exploitant d'installations emploie des périodes plus courtes, ces périodes sont utilisées en lieu et place des heures dans les calculs, où :

- $GES-Em_{total}$  = émissions totales annuelles de gaz à effet de serre, en tonnes
- $GES-Conc_{horaire}$  = concentrations horaires de gaz à effet de serre (g/Nm<sup>3</sup>) dans le débit des effluents gazeux, mesurées durant le fonctionnement de l'installation pour l'heure i
- $V_{horaire,i}$  = volume d'effluents gazeux en Nm<sup>3</sup> pour l'heure i (soit débit intégré pour une heure ou pour une période plus courte)

- $GES-Em_{moyenne}$  = moyenne annuelle des émissions horaires (kg/h) issues de la source en question
- $heures\ d'exploitation$  = total des heures durant lesquelles la mesure est appliquée, y compris les heures pour lesquelles, le cas échéant, des valeurs de remplacement ont été utilisées (cf. point 6.7.2)
- $GES-Conc_{moyenne}$  = moyenne annuelle des concentrations horaires de gaz à effet de serre en g/Nm<sup>3</sup>
- $Débit_{moyenne}$  = moyenne annuelle du débit des effluents gazeux en Nm<sup>3</sup>/h

S'il y a plusieurs sources d'émission et que la mesure a lieu à différents points de mesure, les quantités de gaz émises doivent être présentées séparément. La concentration de gaz à effet de serre dans les effluents gazeux doit être déterminée par une mesure en continu à un point de mesure représentatif selon un des procédés ci-après :

- par une mesure directe ;
- si la concentration dans les effluents gazeux est élevée, par la formule suivante, en tenant compte des concentrations mesurées dans tous les autres composants du flux gazeux :

$$Concentration\ de\ GES\ [\%] = 100\ \% - \sum_i Conc.\ des\ composants\ i\ [\%]$$

Le cas échéant, on peut déterminer séparément la quantité de CO<sub>2</sub> issue de la biomasse et la soustraire des émissions totales mesurées de CO<sub>2</sub>. Dans ce but, l'exploitant d'installations peut appliquer un des principes suivants :

- une approche fondée sur le calcul, y compris l'application des analyses et de l'échantillonnage tels que définis par la norme EN ISO 13833 (Émissions de sources fixes – Détermination du rapport du dioxyde de carbone de la biomasse [biogène] et des dérivés fossiles – Échantillonnage et détermination du radiocarbone) ;
- une autre méthode fondée sur une norme applicable, y compris la norme ISO 18466 (Émission des sources fixes – Détermination de la fraction biogène de CO<sub>2</sub> dans les gaz de cheminées en utilisant la méthode des bilans).

Si la méthode proposée par l'exploitant d'installations comprend un échantillonnage continu à partir du débit des effluents gazeux, la norme EN 15259 s'applique (Qualité de l'air – Mesurage des émissions de sources fixes – Exigences relatives aux sections et aux sites de mesurage et relatives à l'objectif, au plan et au rapport de mesurage).

Pour le calcul, le débit des effluents gazeux doit être déterminé à l'aide d'une des méthodes suivantes :

- calcul par l'intermédiaire d'un bilan massique adéquat qui inclut tous les paramètres déterminants aussi bien côté entrée (pour les émissions de CO<sub>2</sub>, au minimum la quantité de matières utilisées, le débit entrant et l'efficacité du procédé) que côté sortie (au minimum la quantité de production et la concentration d'oxygène [O<sub>2</sub>], dioxyde de soufre [SO<sub>2</sub>] et d'oxydes d'azote [NO<sub>x</sub>]) ;
- détermination via une mesure en continu du débit à un point de mesure représentatif.

### 6.7.2 Pannes de mesure et valeurs de remplacement pour les données de concentration manquantes

Si un appareil de mesure au sein d'un système de mesure en continu des émissions est hors service pendant plus de cinq jours de suite au cours d'une année civile, l'exploitant d'installations doit en informer immédiatement l'OFEV et proposer des mesures appropriées pour améliorer la qualité du système concerné.

Si l'appareil de mesure en continu est momentanément en panne pour un paramètre particulier, s'il est hors de l'intervalle de mesure ou hors service, il faut alors calculer proportionnellement les moyennes horaires pertinentes sur la base des valeurs individuelles disponibles pour l'heure concernée ou la période plus courte, pour autant qu'au moins 80 % des mesures individuelles maximales possibles soient

disponibles pour ce paramètre. Si moins de 80 % des mesures individuelles maximales possibles pour un paramètre sont disponibles ou s'il est impossible d'obtenir des données horaires valables (ou des données sur une durée plus courte) pour un ou plusieurs paramètres, il faut alors déterminer des valeurs de remplacement pour chaque heure de mesure manquante.

S'il n'est pas possible d'établir des données horaires valables (ou des données sur une durée plus courte) pour un paramètre mesuré directement en tant que concentration, l'exploitant d'installations doit calculer une valeur de remplacement égale à la somme de la concentration moyenne, à laquelle il ajoutera le double de l'écart standard par rapport à cette moyenne, en utilisant l'équation ci-après :

$$C_{\text{Substance}}^* = \bar{C} + 2\sigma_{C\_}$$

où :

$\bar{C}$  = moyenne arithmétique de la concentration du paramètre individuel durant toute l'année de suivi ou, si des conditions spécifiques s'appliquaient lors de la perte de données, durant la durée appropriée par rapport à ces conditions particulières

$\sigma_{C\_}$  = meilleure valeur estimative de l'écart standard de la concentration du paramètre individuel durant toute l'année de suivi ou, si des conditions spécifiques s'appliquaient lors de la perte de données, durant la durée appropriée par rapport à ces conditions particulières

Si, en raison de modifications techniques majeures au sein des installations, il n'est pas possible d'utiliser les données de l'année de suivi en cours pour déterminer de telles valeurs de remplacement, l'exploitant d'installations doit convenir avec l'OFEV d'une période représentative (si possible un an) pour la détermination de la moyenne et de l'écart standard.

S'il est impossible d'établir des données horaires valables pour un paramètre qui n'est pas mesuré en tant que concentration, l'exploitant d'installations définit les valeurs de remplacement pour ce paramètre en fonction d'un modèle de bilan massique approprié. L'exploitant d'installations valide les résultats à l'aide des autres paramètres mesurés et des données obtenues dans les conditions de fonctionnement normales pour une période équivalente à celle pour laquelle les données manquent.

### 6.7.3 Calcul de corroboration des émissions

Les mesures des émissions doivent si possible être accompagnées d'un calcul de corroboration pour garantir un suivi intégral même en cas de panne des appareils de mesure. Pour ces calculs cependant, aucune précision spécifique n'est prescrite.

## 7 Rapport de suivi

### 7.1 Contenu et remise du rapport de suivi

Les exploitants d'installations doivent remettre chaque année un rapport de suivi à l'OFEV, au plus tard le 31 mars de l'année suivante (art. 52, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Ils doivent pour ce faire utiliser les modèles mis à disposition ou approuvés par la Confédération. Le rapport de suivi annuel se fonde sur le plan de suivi que l'exploitant d'installations doit fournir au préalable à l'OFEV pour approbation et tenir à jour.

Le rapport de suivi doit comporter au minimum les éléments suivants (annexe 17, ch. 1.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>) :

- des informations sur les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie ainsi que sur leur évolution ;
- des informations sur les données requises pour examiner une adaptation de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit ;
- une comptabilité des agents énergétiques ;
- des informations sur d'éventuelles modifications des capacités de production ;
- les quantités (données primaires) et paramètres utilisés pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre et de la consommation d'énergie ;
- les heures d'exploitation des installations de mesure, des informations sur les pannes de mesure et leur prise en considération ainsi que des résultats de mesure compréhensibles ;
- une facture sur laquelle apparaissent les fractions renouvelables des agents énergétiques utilisés et les garanties d'origine correspondantes avec lesquelles la prestation de réduction a été versée au SEQUE, dans la mesure où il faut faire valoir ces agents énergétiques avec un facteur d'émission inférieur à celui des agents énergétiques fossiles ;
- une preuve des fractions de la biomasse des agents énergétiques qui ne sont pas inscrits dans le système des garanties d'origine des combustibles et carburants, ou des matériaux mis en œuvre dans des processus, dans la mesure où il faut faire valoir ces fractions dans le SEQUE avec un facteur d'émission inférieur à celui des agents énergétiques fossiles.

Les exploitants d'installations sont responsables de la remise des données dans le délai imparti et de l'exactitude de celles-ci. Le rapport de suivi doit être compréhensible et systématiquement comparable avec ceux des années précédentes. Les justificatifs et les documents d'accompagnement doivent être envoyés en annexe.

#### Informations concernant l'évolution des émissions de gaz à effet de serre et leur détermination

Le contenu du rapport de suivi est basé sur le plan de suivi approuvé élaboré par l'exploitant d'installations. Le rapport contient les données et les paramètres relevés qui sont nécessaires pour déterminer les émissions de gaz à effet de serre. Les émissions de gaz à effet de serre mesurées ou calculées pour l'année sous revue sont indiquées pour chaque flux de substances et chaque source d'émission conformément aux méthodes de suivi prévues dans le plan de suivi. Les calculs, les résultats d'analyse et tout autre élément de documentation pertinent doivent être envoyés en annexe. Si nécessaire ou utile pour des raisons de clarté, l'exploitant d'installations commente les informations dans des annexes séparées.

Pour chaque flux de substances, le rapport de suivi doit indiquer les données annuelles suivantes :

- quantités (unités selon le plan de suivi) conformément aux sources de données primaires ;
- consommation d'énergie par flux de substances et par agent énergétique utilisé ;
- paramètres utilisés pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre (unités selon le plan de suivi), y compris justificatifs et analyses notamment ;
- émissions de gaz à effet de serre en éq.-CO<sub>2</sub> ;
- explications en cas d'écarts significatifs par rapport aux années précédentes.



Pour chaque point de mesure, le rapport de suivi doit indiquer les données annuelles suivantes :

- émissions de gaz à effet de serre en éq.-CO<sub>2</sub> ;
- concentration moyenne des émissions de gaz à effet de serre mesurées durant la période de référence utilisée (généralement des valeurs horaires) et débit moyen des effluents gazeux ;
- durée de fonctionnement de l'installation de mesure ;
- fraction des agents énergétiques évalués avec un facteur d'émission fossile égal à zéro (p. ex. biomasse) par rapport à la concentration moyenne de gaz à effet de serre mesurée ;
- données concernant les lacunes dans les mesures et la manière dont elles sont prises en compte.

### **Comptabilité-matières**

Le rapport de suivi comprend une comptabilité-matières. La comptabilité fait état des achats, des ventes et des stocks au 1<sup>er</sup> janvier et au 31 décembre pour chaque combustible et matière. Pour établir cette comptabilité, on utilisera les données primaires et leurs unités. Si la consommation de combustibles ou de matières est déterminée à l'aide d'une mesure en continu, la comptabilité-matières sert à plausibiliser les consommations et les remboursements de la taxe sur le CO<sub>2</sub>.

### **Niveaux d'activité**

Pour évaluer la nécessité d'adapter l'attribution à titre gratuit, le rapport de suivi doit indiquer les niveaux d'activité des différents éléments d'attribution déterminants (cf. point 5.2). En outre, tous les paramètres pertinents pour l'attribution doivent apparaître (p. ex. consommation de chaleur, mise en torchère, cf. point 5.3). Les exploitants d'installations participant au SEQUE qui consomment par exemple de la chaleur ne donnant pas droit à une attribution doivent indiquer les quantités de chaleur concernées dans le rapport de suivi.

### **Annnonce de modifications**

Le rapport de suivi doit annoncer les modifications portant sur les installations de production qui sont pertinentes pour l'attribution à titre gratuit et le niveau des émissions.

## **7.2 Valeurs arrondies des données**

Les variables et les valeurs utilisées dans le calcul des émissions ne doivent pas être arrondies.

Les émissions annuelles sont indiquées sous forme d'entiers arrondis, en tonnes de CO<sub>2</sub> ou en tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub>.

## **7.3 Gestion des déficits de données dans le suivi**

Si, pour certaines périodes, il manque des données pertinentes pour la détermination des émissions, il y a lieu d'appliquer d'autres méthodes de détermination, voire d'utiliser d'autres sources de données pour établir les données de remplacement pour la période concernée et le paramètre manquant. Ces éléments doivent se fonder sur des lignes directrices relatives aux meilleures pratiques, correspondre aux connaissances scientifiques et techniques actuelles et garantir que les émissions ne sont pas sous-estimées. Pour la mesure des émissions de gaz à effet de serre, il faut tenir compte des dispositions du point 6.7.2 relatif à la détermination de valeurs de remplacement.

Si le plan de suivi ne contient aucune autre approche, celui-ci doit être complété puis soumis à l'OFEV pour approbation. Dans son rapport de suivi, l'exploitant explique les causes des déficits de données. Il doit prendre les mesures nécessaires pour que les données soient déterminées aussi rapidement que possible conformément au plan de suivi et éviter les déficits de données à l'avenir.

## **7.4 Vérification du suivi**

L'OFEV peut demander que le rapport de suivi soit vérifié par un tiers indépendant (art. 52, al. 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Cette vérification se fait sur mandat et aux frais de l'exploitant d'installations. Si l'OFEV demande une vérification, il informe l'exploitant d'installations des vérificateurs agréés.

L'OFEV décide au cas par cas si une vérification s'avère nécessaire. C'est notamment le cas si les installations ont subi des modifications importantes impliquant une adaptation du plan de suivi au cours de l'année sur laquelle porte le rapport ou si les données qui figurent dans le rapport de suivi ne sont pas claires. Parallèlement, l'OFEV peut demander en tout temps une vérification par sondage. L'OFEV notifie à l'exploitant, après que celui-ci a remis son rapport de suivi, s'il exige une vérification. L'exploitant devra faire effectuer cette vérification dans un délai raisonnable.

Lors de la vérification sont examinés les données relevées pour le suivi, les processus de récolte de données ainsi que la façon dont les émissions sont déterminées. Il convient également d'examiner si les niveaux d'activité présentés pour évaluer la nécessité d'adapter l'attribution ont été définis correctement.

Si les niveaux d'activité et, le cas échéant, les valeurs relatives aux autres paramètres pertinents pour l'attribution ne sont pas indiqués dans le rapport de suivi, ou en cas de doutes sur l'exactitude de ces données, le rapport doit être corrigé dans un délai supplémentaire de dix jours sur demande de l'OFEV, faute de quoi aucun droit d'émission n'est attribué à titre gratuit pour l'année concernée.

## **7.5 Détermination des émissions par l'OFEV**

Si le rapport de suivi n'est pas remis dans les délais ou s'il n'a pas été établi sur la base du plan de suivi, l'OFEV est en droit de le refuser. Si l'OFEV ne reçoit pas une version révisée dans un délai approprié, il estime lui-même les émissions en prenant soin d'exclure, avec un degré de certitude raisonnable, toute sous-estimation.

## 8 Remise de droits d'émission et remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>

### 8.1 Obligation de remettre des droits d'émission

Les exploitants d'installations ont jusqu'au 30 septembre pour remettre des droits d'émission à l'OFEV à hauteur des émissions de gaz à effet de serre de l'année précédente (art. 55, al. 1 et 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Les exploitants d'installations ne sont pas tenus de remettre des droits d'émission pour le CO<sub>2</sub> capté et stocké ou lié chimiquement au sens de l'art. 55, al. 1<sup>bis</sup>, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>. Pour le CO<sub>2</sub> capté puis utilisé, et donc émis, l'obligation de remise reste valable pour les exploitants d'installations dont l'exploitation a causé les émissions de CO<sub>2</sub>, quels que soient le type, la période et le lieu d'utilisation.

Les droits remis peuvent être suisses ou provenir d'États ou de communautés d'États disposant de systèmes d'échange de quotas d'émission reconnus par le Conseil fédéral (art. 2, al. 3, de la loi sur le CO<sub>2</sub>). Pour les émissions générées à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020, il est possible de remettre des droits d'émission suisses et européens.

### 8.2 Réglementation des cas de rigueur

La réglementation concernant les cas de rigueur s'applique uniquement dans les cas où les droits d'émission européens ne sont pas reconnus dans le SEQUE suisse de façon temporaire ou permanente (art. 55a, al. 1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Un tel cas peut se présenter si la reconnaissance mutuelle des droits d'émission est suspendue conformément à l'art. 4, al. 1 et à l'art. 15 de l'accord.

S'ils souhaitent que les droits d'émission européens soient tout de même comptabilisés, les exploitants d'installations peuvent soumettre une demande pour évaluer s'ils peuvent être considérés comme un cas de rigueur. Une telle demande est approuvée si l'exploitant d'installations prouve qu'il a épuisé toutes les possibilités dont il dispose pour remplir ses obligations.

L'exploitant d'installations doit prouver que l'ensemble des conditions ci-après sont remplies.

- L'exploitant n'est pas en mesure de remplir son obligation de remise de droits d'émission au sens de l'art. 55 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> sans faire comptabiliser les droits d'émission européens (art. 55a, al. 1, let. a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).
- La preuve est concluante si l'exploitant d'installations a déjà remis tous les droits d'émission qui lui ont été attribués jusqu'à présent et qu'il peut par ailleurs démontrer que l'ensemble des droits d'émission disponibles sur son compte d'exploitant ne suffisent pas à remplir son obligation.
- L'exploitant peut prouver qu'il a participé à la mise aux enchères de droits d'émission au sens de l'art. 48 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> et qu'il a soumis des offres aux prix du marché pour la quantité de droits d'émission dont il a besoin (art. 55a, al. 1, let. b, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).
- L'acquisition en dehors des mises aux enchères des droits d'émission remis par la Confédération en vertu de l'art. 45, al. 1, qui manquent à l'exploitant d'installations pour remplir son obligation entraverait fortement la compétitivité de ce dernier (art. 55a, al. 1, let. c, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).
- L'acquisition en dehors des mises aux enchères peut notamment se faire sous la forme d'offres écrites faites à des exploitants d'installations disposant de droits d'émission excédentaires. Pour évaluer l'importance de l'entrave à la compétitivité, il est, entre autres, tenu compte des recettes que l'exploitant d'installations a réalisées par la vente de droits d'émission (art. 55a, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

La demande doit être déposée auprès de l'OFEV au plus tard le 31 mars de l'année suivant l'année pour laquelle l'exploitant fait valoir la réglementation des cas de rigueur. Par exemple, pour faire évaluer un cas de rigueur potentiel de l'année 2027, l'exploitant doit remettre la demande au plus tard le 31 mars 2028. L'OFEV décide chaque année du nombre de droits d'émission européens à imputer (art. 55a, al. 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

L'exploitant d'installations restitue les droits d'émission européens couvrant ses émissions non couvertes par des droits d'émission suisses dans le Registre suisse des échanges de quotas d'émission.

S'il ne peut pas le faire, il transfère les droits d'émission sur un compte de la Confédération suisse dans le registre des échanges de quotas d'émission de l'UE (art. 55a, al. 4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Dans les deux cas, les droits d'émission restitués sont comptabilisés dans l'obligation de remise de l'exploitant d'installations.

## 8.3 Remboursement et remboursement partiel de la taxe sur le CO<sub>2</sub>

### 8.3.1 Remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>

Un exploitant d'installations exempté de la taxe sur le CO<sub>2</sub> peut demander le remboursement de cette dernière auprès de l'Office fédéral de la douane et de la sécurité des frontières (OFDF) (art. 96 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Une demande de remboursement porte sur une période d'au minimum un mois et d'au maximum douze mois (art. 98, al. 1). Elle doit être présentée dans les six mois suivant la fin de l'exercice au cours duquel le combustible soumis à la taxe sur le CO<sub>2</sub> a été acquis (art. 98, al. 2, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Pour les demandes soumises jusqu'au 30 juin 2026, les délais fixés dans la réglementation actuelle s'appliquent encore (art. 146ad de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Si la demande de remboursement n'est pas présentée dans les délais, le droit au remboursement s'éteint (art. 98, al. 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Le remboursement porte exclusivement sur les taxes payées sur les combustibles fossiles achetés qui sont utilisés à l'intérieur des marges de fonctionnement du système du SEQUE. Pour cette raison, les achats et les ventes, de même que les factures correspondantes, doivent être clairement affectés aux installations à l'intérieur des marges de fonctionnement et entièrement saisis dans la comptabilité des marchandises.

Si des installations thermiques à combustibles fossiles et d'autres installations participant au SEQUE se trouvent sur le même site, l'exploitant doit remettre une demande de remboursement séparée pour les combustibles fossiles utilisés dans les centrales thermiques à combustibles fossiles (cf. point 8.3.2).

La demande de remboursement doit être présentée à l'OFDF dans la forme prescrite. L'OFDF met à disposition pour ce faire une application numérique permettant aux requérants de solliciter le remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> via la plateforme « Taxas »<sup>22</sup>, dédiée aux impôts à la consommation.

### 8.3.2 Remboursement partiel pour les centrales thermiques à combustibles fossiles

Sur demande, les exploitants de centrales thermiques à combustibles fossiles obtiennent le remboursement, au sens de l'art. 96b de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, de la différence entre la taxe sur le CO<sub>2</sub> prélevée et le montant minimal visé à l'art. 17 de la loi sur le CO<sub>2</sub>. Le montant minimal se fonde sur la valeur moyenne des coûts externes moins les coûts de l'enchère pour les droits d'émission remis. À partir de 2026, le coût climatique (également appelé *social cost of carbon*, SCC) est utilisé pour calculer les coûts externes. Il représente les coûts des émissions de gaz à effet de serre et donc les coûts des dommages, qui s'élèvent, pour l'année 2021, à 430,00 francs<sup>23</sup>. Ce montant est appliqué au remboursement partiel jusqu'au moment où de nouvelles connaissances scientifiques seront disponibles.

La demande se fait en deux étapes :

- Les exploitants de centrales thermiques à combustibles fossiles ont jusqu'au 30 juin pour demander à l'OFEV ([emissions-trading@bafu.admin.ch](mailto:emissions-trading@bafu.admin.ch)) une confirmation, d'une part, de la quantité de combustibles donnant droit au remboursement et, d'autre part, du montant du remboursement partiel (art. 96b, al. 4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).
- Dans les six mois suivant la délivrance de la confirmation de l'OFEV, les exploitants de centrales thermiques à combustibles fossiles font parvenir à l'OFDF la demande de remboursement partiel. Ils saisissent à cet effet les données relatives au remboursement sur la plateforme « Taxas » de l'office. La confirmation de l'OFEV sert de base pour la saisie de ces données et doit être fournie à

<sup>22</sup> <https://eportal.admin.ch/start>

<sup>23</sup> Ecoplan/INFRAS (2024). Externe Effekte des Verkehrs 2021. Umwelt-, Unfall- und Gesundheitseffekte des Strassen-, Schienen-, Luft- und Schiffsverkehrs. Rapport élaboré sur mandat de l'ARE (en allemand). Disponible sous <https://www.are.admin.ch/are/fr/home.html> > Mobilité > Bases et données > Coûts et bénéfices externes des transports.

l'OFDF sur demande, de même que les factures pour le combustible (art. 96b, al. 6 et 7, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Si la centrale thermique à combustibles fossiles sert de centrale de réserve, il est possible de sélectionner, à la place de l'exercice, la période de disponibilité visée à l'art. 11 de l'OIRH<sup>24</sup> (du 1<sup>er</sup> juin au 31 mai) comme période de décompte en vue du remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>.

Contrairement au remboursement pour tous les autres participants au SEQUE, le remboursement partiel de la taxe sur le CO<sub>2</sub> pour les exploitants de centrales thermiques à combustibles fossiles concerne non plus les combustibles achetés, mais, dès 2026, les combustibles utilisés durant la période sur laquelle porte la demande. En raison du passage au remboursement partiel pour les combustibles consommés et non plus achetés, les exploitants de centrales thermiques à combustibles fossiles doivent procéder à un contrôle de la consommation de combustibles (art. 96b, al. 1<sup>bis</sup>, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Pour que l'OFEV délivre la confirmation, la demande doit comprendre la moyenne des montants d'acquisition des droits d'émission sur la période concernée par la demande de remboursement. Il faut joindre les justificatifs nécessaires. Pour la conversion en francs suisses, il convient d'appliquer les taux de change ayant cours lors de l'acquisition. Si l'exploitant ne fournit pas de données pouvant être prouvées sur les montants acquittés, ceux-ci sont réputés avoir une valeur de zéro franc (art. 96b, al. 5, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). L'OFEV peut demander les informations complémentaires qui lui sont nécessaires pour délivrer la confirmation (art. 96b, al. 4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Le droit au remboursement s'éteint si aucune demande de confirmation du remboursement partiel n'a été présentée à l'OFEV d'ici au 30 juin ou si la demande de remboursement partiel n'a pas été soumise à l'OFDF dans les six mois suivant la délivrance de la confirmation par l'OFEV (art. 96b, al. 8, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

## **8.4 Suspension du remboursement et sanction**

### **8.4.1 Suspension du remboursement**

Si un exploitant d'installations enfreint l'obligation de collaborer prévue par l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, l'OFDF peut, en accord avec l'OFEV, suspendre le remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> (art. 103 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). La somme retenue est payée dès que l'exploitant d'installations se conforme à ses obligations.

### **8.4.2 Sanction**

Les exploitants d'installations ont jusqu'au 30 septembre pour remettre leurs droits d'émission à la Confédération pour les émissions de gaz à effet de serre de l'année précédente (art. 55, al. 1 et 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Si un exploitant d'installations ne respecte pas cette obligation ou si les droits d'émission remis sont insuffisants, une sanction d'un montant de 125 francs par tonne d'éq.-CO<sub>2</sub> est exigible pour les émissions qui ne sont pas couvertes par des droits d'émission (art. 21 de la loi sur le CO<sub>2</sub>).

L'exploitant d'installations a jusqu'au 31 janvier de l'année suivante pour remettre les droits d'émission manquants dans le registre des échanges de quotas d'émission. S'il ne les remet pas, l'OFEV déduit la quantité manquante lors de l'attribution suivante de droits d'émission à titre gratuit.

---

<sup>24</sup> RS 734.722

## 9 Dispositions relatives aux émissions de procédé et aux gaz résiduels pour l'attribution à titre gratuit

### 9.1 Émissions de procédé et gaz résiduels

Les émissions de procédé sont des émissions de gaz à effet de serre qui ne proviennent pas principalement d'une conversion d'énergie (cf. point 4.7.7). Les gaz résiduels sont des gaz ou des mélanges de gaz provenant de procédés et présentant une forte teneur en carbone dont l'oxydation est incomplète (voir les critères au point 9.2). Ils constituent une sous-catégorie des émissions de procédé et sont pris en compte d'une manière particulière lors de l'attribution à titre gratuit pour les émissions de procédé.

#### 9.1.1 Éléments d'attribution avec émissions de procédé

Les émissions de procédé sont en général déjà prises en compte dans les référentiels de produits. L'attribution à titre gratuit s'effectue donc en règle générale dans le cadre des éléments d'attribution avec référentiel de produit. Dans le cas où elles ne sont pas recensées par un référentiel de produit, les émissions de procédé constituent un élément d'attribution séparé (élément d'attribution avec émissions de procédé) pour lequel l'attribution à titre gratuit s'effectue sur la base des émissions historiques. Un élément d'attribution avec émissions de procédé est également appliqué pour les installations dont l'objectif premier est l'élimination de déchets spéciaux majoritairement industriels.

Un élément d'attribution avec émissions de procédé peut être formé par des émissions directes autres que des émissions de CO<sub>2</sub> ou des émissions de CO<sub>2</sub> de procédé non recensées par un référentiel de produit (cf. tableau synoptique au point 4.7.7).

#### 9.1.2 Types d'émissions de procédé

Les types d'émissions de procédé ci-après sont pertinents pour l'attribution à titre gratuit :

- type a : émissions directes de gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub>, par exemple protoxyde d'azote ;
- type b : émissions directes de CO<sub>2</sub> générées par l'oxydation complète du carbone ;
- type c : émissions de gaz résiduels générés au cours d'un procédé puis utilisés à des fins énergétiques.

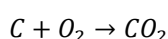
Les émissions de procédé de type b et c sont par définition générées en tant que produit secondaire d'un des procédés figurant dans le tableau du point 4.7.7. Les deux types peuvent contenir une certaine proportion de carbone entièrement oxydé ainsi que de carbone non entièrement oxydé. Pour que les émissions de CO<sub>2</sub> de procédé soient attribuées au type c (émissions de gaz résiduels), les conditions suivantes doivent toutes être réunies :

- le gaz résiduel contient une proportion importante de carbone non entièrement oxydé ;
- le pouvoir calorifique du gaz résiduel est suffisamment élevé pour qu'il brûle seul, sans apport supplémentaire de combustible ou, en cas de mélange avec des combustibles ayant un pouvoir calorifique plus élevé, pour qu'il contribue de manière significative à l'apport d'énergie totale ;
- le gaz résiduel est utilisé à des fins énergétiques.

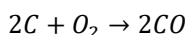
Les émissions de gaz résiduels (type c) donnent lieu à une attribution à titre gratuit lorsque les conditions ci-avant sont remplies. Si elles ne sont pas entièrement remplies, seules les émissions directes de CO<sub>2</sub> (type b) et les émissions de gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub> (type a) sont prises en compte pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit.

#### Oxydation complète et oxydation incomplète du carbone

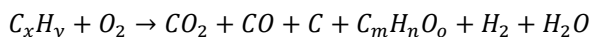
Une oxydation complète du carbone se caractérise par la réaction suivante :



Une oxydation incomplète du carbone se déroule généralement selon la réaction suivante :



Le carbone non entièrement oxydé peut néanmoins contenir des produits carbonés complexes non entièrement oxydés, par exemple :



## 9.2 Attribution à titre gratuit pour des émissions de procédé et des émissions de gaz résiduels

### 9.2.1 Attribution à titre gratuit pour les émissions directes de procédé (types a et b)

L'attribution de droits d'émission à titre gratuit pour les émissions de procédé de type a et b qui sont recensées par un élément d'attribution avec émissions de procédé correspond jusqu'en 2027, conformément à l'annexe 9, ch. 1.4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, à 97 % de la médiane des émissions annuelles de la période de référence déterminante 2019-2023. Dès 2028, le facteur s'élèvera à 91 %. Il y a lieu de tenir compte du fait que, pour les émissions de procédé de type b, seule la part de carbone entièrement oxydé dans le procédé en question donne lieu à une attribution à titre gratuit.

### 9.2.2 Attribution à titre gratuit pour les émissions de gaz résiduels utilisés à des fins énergétiques (type c)

L'attribution à titre gratuit de droit d'émission pour les émissions de gaz résiduels de type c s'effectue de deux manières.

- Attribution à titre gratuit pour l'utilisation énergétique des gaz résiduels pour la production de chaleur mesurable ou non mesurable<sup>25</sup> :
- Des droits d'émission à titre gratuit sont attribués pour l'utilisation de gaz résiduels à des fins de production de chaleur si celle-ci est réalisée en dehors d'un élément d'attribution avec référentiel de produit<sup>26</sup>. L'attribution à titre gratuit s'effectue sur la base du référentiel de chaleur ou de combustible (à l'instar de l'attribution à titre gratuit pour l'utilisation de combustibles traditionnels). Est exclue de cette attribution à titre gratuit l'utilisation énergétique des gaz résiduels pour la production d'électricité ;
- Attribution supplémentaire à titre gratuit pour compenser les émissions de CO<sub>2</sub> plus élevées et l'efficacité d'utilisation plus faible des gaz résiduels en comparaison du gaz naturel<sup>27</sup> :
- L'attribution supplémentaire à titre gratuit correspond à une compensation pour le facteur d'émission potentiellement plus élevé ainsi que pour l'efficacité plus faible des gaz résiduels utilisés à des fins énergétiques en comparaison du gaz naturel (combustible de référence). Cette attribution n'est effectuée que si le gaz résiduel est généré en dehors d'un élément d'attribution avec référentiel de produit<sup>28</sup> ou utilisé dans une installation dont l'exploitant participe au SEQUE pour produire de la cha-

<sup>25</sup> Dans les documents d'orientation de l'UE (n° 8), cette attribution est désignée comme « allocation for waste gas use/consumption ».

<sup>26</sup> Les référentiels de produit tiennent compte de l'utilisation de gaz résiduels.

<sup>27</sup> Dans les documents d'orientation de l'UE (n° 8), cette attribution est désignée comme « allocation for waste gas production ».

<sup>28</sup> Déjà pris en compte dans le référentiel de produit.

leur mesurable ou non mesurable, ou pour la production d'électricité (annexe 9, ch. 1.5, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Elle s'effectue dans le cadre d'un élément d'attribution avec émissions de procédé selon la formule suivante :

$$Attribution = hNA_{gaz\ résiduel} \times Réf_{EP} \times CL_i \times CBAM_i$$

où :

- $hNA_{gaz\ résiduel}$  = niveau d'activité historique de l'élément d'attribution dans le cadre de la formation de gaz résiduels, exprimé en tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub>
- $Réf_{EP}$  = facteur déterminant pour le calcul de l'attribution de droits d'émission à titre gratuit sur la base des émissions de procédé en vertu de l'annexe 9, ch. 1.4, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (cf. point 9.2.1)
- $CL_i$  = statut en termes de risque de fuite de carbone en vertu de l'annexe 9, ch. 3.1, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>
- $CBAM_i$  = statut MACF en vertu de l'annexe 9, ch. 3.1a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>

Le niveau d'activité déterminant ( $hNA_{gaz\ résiduel}$ ) est obtenu à partir des volumes de gaz résiduel historiques utilisés à des fins énergétiques et de la différence entre les facteurs d'émission du gaz résiduel et du gaz naturel :

$$hNA_{gaz\ résiduel} = médiane_{période\ de\ réf} * [V_{gaz\ résiduel} * PCI_{gaz\ résiduel} * (FE_{gaz\ résiduel} - FE_{gaz\ nat} * correction_{\eta})]$$

où :

- $hNA_{gaz\ résiduel}$  = niveau d'activité historique de l'élément d'attribution dans le cadre de la formation de gaz résiduels, exprimé en tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub>
- $médiane_{période\ de\ réf}$  = médiane pour la période de référence concernée
- $V_{gaz\ résiduel}$  = volume de gaz résiduel utilisé à des fins énergétiques, en Nm<sup>3</sup> ou en tonnes
- $PCI_{gaz\ résiduel}$  = pouvoir calorifique inférieur du gaz résiduel, en GJ/Nm<sup>3</sup> ou en GJ par tonne
- $FE_{gaz\ résiduel}$  = facteur d'émission du gaz résiduel, en tonnes de CO<sub>2</sub>/GJ
- $FE_{gaz\ nat}$  = facteur d'émission du gaz naturel, en tonnes de CO<sub>2</sub>/TJ
- $correction_{\eta}$  = facteur tenant compte de la différence entre le rendement de l'utilisation du gaz résiduel et celui de l'utilisation du gaz naturel (combustible de référence). La valeur standard de ce facteur est de 0,667. Si un facteur différent est utilisé, il y a lieu de le justifier.

Si le facteur d'émission du gaz résiduel est inférieur à celui du gaz naturel, multiplié par le facteur de correction (en d'autres termes si  $FE_{gaz\ résiduel} < FE_{gaz\ nat} \times correction_{\eta}$ ), il n'y a pas d'attribution supplémentaire à titre gratuit.

Toutes les données indiquées ci-avant se rapportant au gaz résiduel ( $V_{gaz\ résiduel}$ ,  $PCI_{gaz\ résiduel}$  et  $FE_{gaz\ résiduel}$ ) concernent le flux total de gaz résiduel, y compris :

- le carbone entièrement oxydé ;
- le carbone non entièrement oxydé ;
- les hydrocarbures non oxydés éventuellement présents (propane, p. ex.).

Les combustibles qui sont mélangés au gaz résiduel afin d'augmenter le pouvoir calorifique inférieur, par exemple, doivent être sortis du bilan du gaz résiduel.

En ce qui concerne la proportion de carbone dans le gaz, la règle qui s'applique est : plus la proportion de carbone non oxydé ou non entièrement oxydé est élevée, plus le pouvoir calorifique inférieur du gaz résiduel est élevé. Le pouvoir calorifique inférieur du carbone du carbone entièrement oxydé (CO<sub>2</sub>) est égal à zéro.



### 9.3 Attribution pour des flux de gaz résiduel en dehors des marges de fonctionnement du système

Dans la plupart des cas, le même exploitant d'installations produit et utilise le gaz résiduel. Dans le cas de flux de gaz résiduel entre deux installations dont l'exploitant participe au SEQUE, il convient de déterminer à quelle installation s'effectue l'attribution à titre gratuit pour les émissions directes de procédé (types a et b) et pour les émissions de gaz résiduels (type c) :

- l'attribution à titre gratuit pour les émissions de procédé directes de types a et b s'effectue toujours à l'exploitant d'installations dans lesquelles les procédés concernés ont lieu ;
- l'attribution à titre gratuit pour la production de chaleur mesurable ou non mesurable issue de gaz résiduels (type c) s'effectue toujours à l'exploitant d'installations qui utilise les gaz résiduels à des fins énergétiques ;
- l'attribution supplémentaire à titre gratuit en vue de compenser les émissions de CO<sub>2</sub> plus élevées et l'efficacité plus faible en comparaison du gaz naturel dans le cas où les gaz résiduels sont utilisés dans un procédé figurant dans le tableau synoptique du point 4.7.7 qui n'est pas recensé par le biais d'un référentiel de produit s'effectue à l'exploitant d'installations qui utilise les gaz résiduels à des fins énergétiques ;
- aucune attribution supplémentaire à titre gratuit n'intervient dans un cas d'utilisation de gaz résiduels employés dans un procédé recensé par un référentiel de produit<sup>29</sup>.

Lorsqu'un exploitant d'installations participant au SEQUE fournit du gaz résiduel à des tiers en dehors du SEQUE, chez lesquels il est utilisé à des fins énergétiques, il n'y a pas d'attribution à titre gratuit pour l'utilisation énergétique du gaz résiduel.

### 9.4 Brûlage de gaz dans des torchères et des torchères de sécurité

Lorsque des gaz sont mis en torchère (aucune utilisation énergétique), il n'y a en principe pas d'attribution à titre gratuit pour les émissions. Si la mise en torchère a lieu dans des installations assignées à un référentiel de produit, les émissions de CO<sub>2</sub> générées par celle-ci sont déduites de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit (ch. 1.7a de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Une attribution pour l'utilisation en tant que gaz résiduels correspondant au type c ne peut s'appliquer que dans le cas de l'utilisation de l'énergie convertie sous forme de chaleur en dehors d'un référentiel de produit ou d'une utilisation de cette chaleur pour la production d'électricité.

S'il s'agit d'une mise en torchère pour des raisons de sécurité de gaz générés par des procédés qui ne sont pas recensés par un référentiel de produit<sup>30</sup>, une attribution à titre gratuit sur la base du référentiel de combustible est effectuée pour les gaz brûlés et les combustibles de soutien utilisés. Le niveau d'activité déterminant est alors la teneur énergétique des gaz et des combustibles de soutien brûlés.

Les torchères sont considérées comme des torchères de sécurité lorsque les trois conditions suivantes sont toutes réunies :

- la torchère est exclusivement prévue pour décharger l'installation en cas de pannes ou d'autres situations extraordinaires perturbant l'exploitation ;
- le brûlage s'effectue dans une unité ouverte à l'air libre ;
- les quantités de gaz brûlés varient fortement.

La dernière condition est remplie si la torchère n'est pas exploitée en continu. À titre d'exemple de torchères qui ne sont pas exploitées en continu, on peut citer des torchères exploitées périodiquement, soit pour des activités planifiées ou non, telles que la maintenance ou des essais, soit lors d'événements imprévus, tels que des situations d'urgence. Dans le cas d'une torchère exploitée en continu, l'exigence est considérée comme remplie si l'on peut démontrer que les quantités de gaz de procédé ou de gaz résiduel brûlées quotidiennement fluctuent fortement, en d'autres termes que les gaz de procédé ou les

<sup>29</sup> L'utilisation de gaz résiduels est déjà prise en compte dans le référentiel de produit.

<sup>30</sup> Les émissions issues d'un torchage de sécurité de gaz de procédé recensées par un référentiel de produit sont déjà prises en compte dans le référentiel de produit correspondant.

gaz résiduels ne sont pas formés dans les quantités habituellement obtenues dans des conditions d'exploitation normale. L'exploitation fluctuante de la torchère doit ressortir de façon incontestable des quantités mises en torchère sur toute la période de référence.

### 9.5 Résumé : vue d'ensemble de l'attribution à titre gratuit pour des émissions de gaz résiduels (type c)

Le tableau ci-après présente une vue d'ensemble des différentes attributions à titre gratuit pour les émissions de gaz résiduels (type c) générées dans diverses situations de formation et d'utilisation de gaz résiduels.

**Tableau 3 : Vue d'ensemble de l'attribution à titre gratuit pour des émissions de gaz résiduels**

Formation de gaz résiduels	Utilisation de gaz résiduels	Type d'utilisation	Attribution pour la production (attribution au producteur de gaz résiduels)	Attribution pour l'utilisation (attribution à l'utilisateur de gaz résiduels)
Au sein des marges de fonctionnement d'un référentiel de produit	Au sein des marges de fonctionnement d'un référentiel de produit	Référentiel de produit	Référentiel de produit	Référentiel de produit
		Torchère de sécurité	Référentiel de produit	Pas d'attribution supplémentaire
		Torchère	Aucune (déduction des émissions issues des gaz résiduels brûlés par torchage)	Pas d'attribution supplémentaire
	En dehors des marges de fonctionnement d'un référentiel de produit	Chaleur mesurable	Référentiel de produit	Référentiel de chaleur
		Chaleur non mesurable	Référentiel de produit	Référentiel de combustible
		Torchère de sécurité	Référentiel de produit	Pas d'attribution supplémentaire
		Torchère	Aucune (déduction des émissions issues des gaz résiduels brûlés par torchage)	Pas d'attribution supplémentaire
		Production d'électricité	Référentiel de produit	Aucune
Formation de gaz résiduels	Utilisation de gaz résiduels	Type d'utilisation	Attribution pour la production (attribution à l'utilisateur de gaz résiduels)	Attribution pour l'utilisation (attribution à l'utilisateur de gaz résiduels)
En dehors des marges de fonctionnement d'un référentiel de produit	Au sein des marges de fonctionnement d'un référentiel de produit	Référentiel de produit	Émissions de procédé (type c)	Référentiel de produit
	En dehors des marges de fonctionnement d'un référentiel de produit	Chaleur mesurable	Émissions de procédé (type c)	Référentiel de chaleur
		Chaleur non mesurable	Émissions de procédé (type c)	Référentiel de combustible
		Torchère de sécurité	Aucune	Référentiel de combustible
		Torchère	Aucune	Aucune
		Production d'électricité	Émissions de procédé (type c)	Aucune

Source : document d'orientation n° 8 de l'UE<sup>31</sup>, section 4.4, p. 20 ss

<sup>31</sup> Document d'orientation n° 8 : « Waste gases and process emissions sub-installation, European Commission », version du 28 mars 2024.

## **10 Dispositions de suivi spécifiques à certaines activités**

### **10.1 Émissions générées par l'utilisation de combustibles et émissions de procédé, épuration des effluents gazeux comprise**

#### **10.1.1 Combustion de combustibles et de combustibles utilisés comme matières entrantes**

En principe, les émissions issues de procédé de combustion sont calculées selon la méthode standard (cf. point 6.6.1).

Toutes les émissions issues de l'épuration des effluents gazeux résultant de la combustion de combustibles sont surveillées à l'aide de la méthode standard de calcul des émissions de procédé (cf. points 6.6.1 et 10.1.2). Il est nécessaire de tenir compte par ailleurs des compléments pour certaines activités spécifiques figurant dans l'ensemble du chapitre 10.

L'exploitant d'installations prend en compte les émissions de tout type de procédé de combustion, car ces émissions doivent toujours être associées aux installations dans lesquelles la combustion a lieu. Dans le suivi, les émissions générées par les combustibles utilisés comme matières entrantes sont traitées comme des émissions de combustion.

Toutes les sources d'émission pertinentes doivent être prises en compte. Cela comprend les chaudières, les brûleurs, les turbines, les réchauffeurs, les fourneaux, les incinérateurs, les fours de calcination, les autres fours, les sécheurs, les moteurs, les piles à combustible, les unités de combustion en boucle chimique (CLC), les torchères, les unités de postcombustion thermique ou catalytique et les épurateurs (émissions de procédé, cf. point 10.1.2) et tout autre équipement ou machine consommant un combustible ou un carburant. Les équipements et les machines équipés de moteurs à combustion utilisés à des fins de transport sont exclus du SEQUE. Ces derniers ne doivent donc pas apparaître dans le suivi.

##### **10.1.1.1 Combustibles marchands ordinaires**

###### **Détermination des quantités de flux de substances**

Pour les combustibles ordinaires (p. ex. huile de chauffage, gaz naturel, propane), les quantités consommées, exprimées en litres, tonnes ou Nm<sup>3</sup>, doivent être déterminées avec une précision de  $\pm 1,5 \%$ . À titre exceptionnel, uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, les quantités peuvent être définies avec une précision de  $\pm 5 \%$ .

###### **Détermination des paramètres de calcul**

En principe, le pouvoir calorifique est repris du bulletin de livraison du fournisseur de combustible ou de la facture. Si seul le pouvoir calorifique supérieur est indiqué dans le cas du gaz naturel, le pouvoir calorifique inférieur est calculé par multiplication avec un facteur de 0,9. Pour le facteur d'émission et, le cas échéant, le pouvoir calorifique (si celui-ci n'est pas disponible), il est possible d'utiliser une des valeurs suivantes :

- la valeur actuelle selon l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse ;
- les valeurs tirées de la littérature convenues avec l'OFEV, y compris les facteurs standard publiés par l'OFEV qui, en comparaison avec les valeurs de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse, sont représentatifs pour les flux de combustibles moins fortement agrégés ;
- les valeurs spécifiques garanties par l'exploitant d'installations, ou le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, pour autant que l'on puisse prouver que la valeur présentée affiche une valeur d'1 % au plus avec un intervalle de confiance de 95 %.
- La valeur de 1 est utilisée comme facteur d'oxydation.

### 10.1.1.2 Autres combustibles gazeux et liquides

#### Détermination des quantités de flux de substances

Pour les autres combustibles gazeux et liquides qui ne sont pas catégorisés comme combustibles marchands ordinaires, les quantités de combustibles en tonnes ou en Nm<sup>3</sup> doivent être saisies avec une précision d'au moins  $\pm 1,5$  %. À titre exceptionnel, uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, une précision de  $\pm 5$  % peut être acceptée.

#### Installations de type A : détermination des paramètres de calcul

Les exploitants d'installations de type A utilisent un facteur d'oxydation de 1 et peuvent employer une des valeurs suivantes pour la détermination du pouvoir calorifique, du facteur d'émission et, le cas échéant, de la fraction issue de la biomasse :

- les valeurs actuelles selon l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse ;
- les valeurs tirées de la littérature convenues avec l'OFEV, y compris les facteurs standard publiés par l'OFEV qui, en comparaison avec les valeurs de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse, sont représentatifs pour les flux de combustibles moins fortement agrégés ;
- les valeurs spécifiques garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, pour autant que l'on puisse prouver que la valeur présentée affiche une teneur en carbone d'1 % au plus avec un intervalle de confiance de 95 %.

#### Installations de type B et C : détermination des paramètres de calcul

Les exploitants d'installations de type B et C doivent en principe déterminer les pouvoirs calorifiques, les facteurs d'émission et, le cas échéant, les fractions issues de la biomasse sur la base d'analyses. Les facteurs d'oxydation qui sont spécifiques à certaines activités et applicables aux combustibles concernés sont calculés sur la base des teneurs en carbone des cendres, des eaux usées et autres déchets et sous-produits ainsi que sur la base d'autres gaz carbonés pertinents non entièrement oxydés, à l'exception du monoxyde de carbone (CO). Les données de composition sont analysées.

Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est possible de recourir aux valeurs précitées pour les installations de type A.

### 10.1.1.3 Combustibles solides

#### Détermination des quantités de flux de substances

Pour les autres combustibles solides qui ne sont pas catégorisés comme combustibles marchands ordinaires, les quantités de combustibles en tonnes doivent être saisies avec une précision d'au moins  $\pm 1,5$  %. À titre exceptionnel, uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, une précision de  $\pm 7,5$  % est également acceptée.

#### Installations de type A : détermination des paramètres de calcul

Les exploitants d'installations de type A utilisent un facteur d'oxydation de 1 et peuvent employer une des valeurs suivantes pour la détermination du pouvoir calorifique, du facteur d'émission et, le cas échéant, de la fraction issue de la biomasse :

- les valeurs actuelles selon l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse ;
- les valeurs tirées de la littérature convenues avec l'OFEV, y compris les facteurs standard publiés par l'OFEV qui, en comparaison avec les pouvoirs calorifiques de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse, sont représentatifs pour les flux de combustibles moins fortement agrégés ;

- les valeurs spécifiques garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, pour autant que l'on puisse prouver que la valeur présentée affiche une teneur en carbone d'1 % au plus avec un intervalle de confiance de 95 %.

### **Installations de type B et C : détermination des paramètres de calcul**

Les exploitants d'installations de type B et C doivent en principe déterminer les pouvoirs calorifiques, les facteurs d'émission et, le cas échéant, les fractions issues de la biomasse. Les facteurs d'oxydation qui sont spécifiques à certaines activités et applicables aux combustibles concernés sont calculés sur la base des teneurs en carbone des cendres pertinentes, des eaux usées et autres déchets et sous-produits ainsi que sur la base d'autres gaz carbonés pertinents non entièrement oxydés, à l'exception du monoxyde de carbone (CO). Les données de composition sont analysées.

Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est possible de recourir aux valeurs précitées pour les installations de type A.

#### **10.1.1.4 Torchères**

##### **Détermination des quantités de flux de substances**

Pour le calcul des émissions provenant des torchères, l'exploitant d'installations tient compte du brûlage de routine et du brûlage lié à l'exploitation (interruptions, débuts, arrêts et cas d'urgence).

Exprimées en  $\text{Nm}^3$ , les quantités de gaz de torchère doivent être déterminées avec une précision d'au moins  $\pm 7,5 \%$ . À titre exceptionnel, uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, une précision de  $\pm 17,5 \%$  peut être acceptée.

##### **Installations de type A : détermination des paramètres de calcul**

Les exploitants d'installations de type A utilisent un facteur d'oxydation de 1 et peuvent déterminer le facteur d'émission en prenant comme valeur d'émission de référence un facteur pour les émissions générées par la combustion d'éthane pur de 0,00393 tonne de  $\text{CO}_2/\text{Nm}^3$ , utilisé comme valeur estimative pour les gaz de torchère.

### **Installations de type B et C : détermination des paramètres de calcul**

Les exploitants d'installations de type B et C doivent déterminer le facteur d'émission sur la base d'analyses. Une dérogation est possible à titre exceptionnel uniquement, lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique : le facteur d'émission peut alors être déterminé à partir d'une estimation du poids moléculaire du flux brûlé à la torchère, à l'aide d'une modélisation du procédé reposant sur des modèles industriels standard. L'examen des proportions relatives et des poids moléculaires de chacun des flux concourants permet d'établir une moyenne annuelle pondérée pour le poids moléculaire du gaz brûlé. Le cas échéant, les valeurs publiées par l'OFEV peuvent également être utilisées.

Pour le facteur d'oxydation, on peut employer une valeur de publication convenue avec l'OFEV ou une valeur correspondant aux bonnes pratiques de l'industrie.

#### **10.1.2 Émissions de procédé et épuration des effluents gazeux**

En principe, les émissions de  $\text{CO}_2$  de procédé sont calculées selon la méthode standard (cf. point 6.6.1). Les émissions de  $\text{N}_2\text{O}$  de procédé sont en principe mesurées (cf. point 10.14.1), mais doivent, en cas de panne de mesure, être calculées à l'aide d'une autre méthode. Il y a lieu pour ce faire de tenir compte des écarts et des compléments pour les activités faisant l'objet de dispositions particulières dans l'ensemble du chapitre 10.

L'exploitant d'installations prend en compte les émissions de procédé issues de la décomposition des carbonates ou de la transformation de matières de procédé contenant d'autres matières que des carbonates (notamment de l'urée, du coke et du graphite). Pour les mélanges de combustibles contenant des fractions de carbone inorganique et organique, l'exploitant choisit une des approches suivantes :

- pour déterminer le facteur d'émission provisoire pour les mélanges de combustibles, on analyse la teneur en carbone total et on harmonise via le facteur de conversion et (le cas échéant) via la fraction issue de la biomasse et le pouvoir calorifique ;
- les teneurs en carbone inorganique et organique sont calculées séparément et traitées comme flux de substances distincts.

Pour chaque flux de substances, les émissions de procédé issues de la décomposition de carbonates sont prises en compte soit sur la base des intrants (méthode A – cf. point 10.1.2.1), soit sur la base des extrants (méthode B – cf. point 10.1.2.2). Il faut tenir compte en conséquence du facteur d'émission, du facteur de conversion et des quantités soit de matières entrant dans le procédé soit de la production obtenue à partir du procédé. Les émissions de CO<sub>2</sub> liées au procédé et issues du flux d'effluents gazeux qui se forment lors de l'utilisation de carbonate pour l'épuration de gaz acides (désulfuration) sont également calculées sur la base du carbonate utilisé (méthode A) ou du gypse produit (méthode B).

Pour toutes les autres émissions de procédé telles que les émissions de CO<sub>2</sub> générées par des procédés issues de l'épuration des effluents gazeux en application d'urée, on optera pour la méthode A.

### **10.1.2.1 Méthode A : méthode des intrants**

#### **Détermination des quantités de flux de substances**

La quantité des intrants du procédé doit être déterminée avec une précision de  $\pm 2,5$  %. À titre exceptionnel, uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, une précision de  $\pm 7,5$  % peut être acceptée. Le cas échéant, si la fraction issue de la biomasse est pertinente, il y a lieu de la prendre en compte.

À titre dérogatoire, il faut, pour l'épuration des effluents gazeux, déterminer avec une précision de  $\pm 7,5$  % la quantité de carbonate consommée en tonnes (désulfuration) ou la quantité d'urée consommée en tonnes (élimination des oxydes d'azote, De-NO<sub>x</sub>), indépendamment de la classe à laquelle appartient le flux de substances.

#### **Installations de type A : détermination des paramètres de calcul**

Les exploitants d'installations de type A peuvent appliquer un facteur de conversion de 1. La composition des matières utilisées comme intrants doit en principe être déterminée par des analyses. Les données de composition doivent être converties en facteurs d'émission sur la base des rapports stœchiométriques figurant au point 10.1.2.3. Si ce n'est pas possible, on peut employer une des valeurs suivantes comme facteur d'émission :

- la valeur actuelle selon l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse ;
- les valeurs tirées de la littérature convenues avec l'OFEV, y compris les facteurs standard publiés par l'OFEV qui, en comparaison avec les valeurs de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse, sont représentatifs pour les flux de combustibles moins fortement agrégés ;
- les valeurs spécifiques garanties par le fournisseur d'une matière, pour autant que l'on puisse prouver que la valeur présentée affiche une teneur en carbone d'1 % au plus avec un intervalle de confiance de 95 % ;
- les valeurs basées sur des analyses réalisées par le passé, pour autant qu'il soit prouvé que celles-ci sont représentatives pour les futurs lots de la même matière.

### Installations de type B et C : détermination des paramètres de calcul

Les exploitants d'installations de types B et C doivent déterminer la composition des matières entrantes sur la base d'analyses et convertir les données de composition en facteurs d'émission à l'aide des rapports stœchiométriques figurant au point 10.1.2.3. D'autres paramètres chimiques pertinents doivent également être déterminés sur la base d'analyses. Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est possible de recourir aux valeurs précitées pour les installations de type A.

Les carbonates et autres carbones séparés durant le processus sont pris en compte avec un facteur de conversion entre 0 et 1. L'exploitant d'installations peut supposer une conversion complète pour les matières entrantes et comptabiliser les matières non transformées ou d'autres carbones sur l'intrant ou les intrants restant(s).

Pour l'épuration des effluents gazeux en application d'urée, le facteur d'émission est défini en déterminant la quantité d'urée dans la matière entrante concernée selon les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie. Le facteur d'émission est déterminé sur la base du rapport stœchiométrique de 0,7328 tonne CO<sub>2</sub>/tonne d'urée. Le facteur de conversion a toujours la valeur de 1 ici.

#### 10.1.2.2 Méthode B : méthode des extrants

##### Détermination des quantités de flux de substances

La quantité des extrants du procédé doit être déterminée avec une précision de  $\pm 2,5$  %. À titre exceptionnel, uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique une précision de  $\pm 5$  % peut être acceptée. Le cas échéant, si la fraction issue de la biomasse est pertinente, il y a lieu de la prendre en compte.

À titre dérogatoire, la quantité de gypse produite en tonnes lors de l'épuration des effluents gazeux (désulfuration) doit être déterminée avec une précision de  $\pm 7,5$  %, indépendamment de la classe à laquelle appartient le flux de substances.

### Installations de type A : détermination des paramètres de calcul

Les exploitants d'installations de type A peuvent appliquer un facteur de conversion de 1. La composition des matières utilisées comme extrants doit en principe être déterminée par des analyses. Pour convertir les données de composition en facteurs d'émission, on applique les rapports stœchiométriques figurant au point 10.1.2.3, tout en partant du principe que les oxydes métalliques pertinents proviennent des carbonates concernés. Dans ce but, l'exploitant doit tenir compte au moins du CaO et du MgO et prouver quels autres oxydes métalliques dérivent des carbonates dans les matières premières. Si ce n'est pas possible, on peut utiliser une des valeurs suivantes comme facteur d'émission :

- la valeur actuelle selon l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse ;
- les valeurs tirées de la littérature convenues avec l'OFEV, y compris les facteurs standard publiés par l'OFEV qui, en comparaison avec les valeurs de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse, sont représentatifs pour les flux de combustibles moins fortement agrégés ;
- les valeurs spécifiques garanties par le fournisseur d'une matière, pour autant que l'on puisse prouver que la valeur présentée affiche une teneur en carbone d'1 % au plus avec un intervalle de confiance de 95 % ;
- les valeurs basées sur des analyses réalisées par le passé, pour autant qu'il soit prouvé que celles-ci sont représentatives pour les futurs lots de la même matière.
- Les exploitants d'installations de type A peuvent calculer le facteur d'émission lors de l'épuration des effluents gazeux (désulfuration) également sur la base du rapport stœchiométrique entre le gypse sec (CaSO<sub>4</sub> 2H<sub>2</sub>O) et le CO<sub>2</sub> émis avec le facteur 0,2558 tonne de CO<sub>2</sub>/tonne de gypse.

### Installations de type B et C : détermination des paramètres de calcul

Les exploitants d'installations de type B et C doivent déterminer la composition de la matière sortante sur la base d'analyses. Pour convertir les données de composition en facteurs d'émission, on applique les rapports stœchiométriques figurant au point 10.1.2.3, tout en partant du principe que les oxydes métalliques pertinents proviennent des carbonates concernés. Dans ce but, l'exploitant doit tenir compte au moins du CaO et du MgO et prouver quels autres oxydes métalliques dérivent des carbonates dans les matières premières. D'autres paramètres chimiques pertinents doivent également être déterminés sur la base d'analyses. Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est possible de recourir aux valeurs précitées pour les installations de type A.

La quantité de composés non carbonates des métaux pertinents dans les matières premières, y compris des poussières résiduelles ou des cendres volantes ou d'autres matières déjà calcinées est prise en compte en appliquant des facteurs de conversion entre 0 et 1, où la valeur de 1 correspond à une transformation totale des carbonates contenus dans les matières premières en oxydes.

#### 10.1.2.3 Facteurs d'émission liés aux émissions de procédé

**Tableau 4 : Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates (méthode A)**

Carbonate	Facteur d'émission (tonne de CO <sub>2</sub> /tonne de carbonate)
CaCO <sub>3</sub>	0,440
MgCO <sub>3</sub>	0,522
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,415
BaCO <sub>3</sub>	0,223
Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,596
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,318
SrCO <sub>3</sub>	0,298
NaHCO <sub>3</sub>	0,524
FeCO <sub>3</sub>	0,380
<b>En règle générale</b>	$\text{Facteur d'émission} = \frac{[M(\text{CO}_2)]}{\{Y \times [M(X) + Z \times [M(\text{CO}_3^{2-})]]\}}$
	<i>X</i> métal
	<i>M(X)</i> poids moléculaire de X en [g/mol]
	<i>M(CO<sub>2</sub>)</i> poids moléculaire du CO <sub>2</sub> en [g/mol]
	<i>M(CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>)</i> poids moléculaire du CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> en [g/mol]
	<i>Y</i> nombre stœchiométrique de X <i>Z</i> nombre stœchiométrique du CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>



**Tableau 5 : Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé liées à la décomposition des carbonates à partir d'oxydes alcalino-terreux (méthode B)**

Oxyde	Facteur d'émission (tonne de CO <sub>2</sub> /tonne d'oxyde)
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
<b>En règle générale X<sub>y</sub>O<sub>z</sub></b>	$\text{Facteur d'émission} = \frac{[M(\text{CO}_2)]}{\{Y \times [M(X) + Z \times [M(O)]]\}}$ <p> <i>X</i> métal alcalino-terreux ou alcalin  <i>M(X)</i> poids moléculaire de X en [g/mol]  <i>M(CO<sub>2</sub>)</i> poids moléculaire du CO<sub>2</sub> en [g/mol]  <i>M(O)</i> poids moléculaire de l'O en [g/mol]  <i>Y</i> nombre stœchiométrique de X  = 1 pour les métaux alcalino-terreux, = 2 pour les métaux alcalins  <i>Z</i> nombre stœchiométrique de l'O = 1 </p>

**Tableau 6: Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associés à d'autres matières (production de fonte et d'acier, transformation des métaux ferreux)<sup>32</sup>**

Matière intrant ou extrant	Teneur en carbone [tonne de C/tonne]	Facteur d'émission (tonne de CO <sub>2</sub> /tonne)
Fer de réduction directe	0,0191	0,07
Électrodes de carbone pour	0,8188	3,00
Carbone de charge pour four à arc électrique	0,8297	3,04
Fer aggloméré à chaud	0,0191	0,07
Gaz de convertisseur à l'oxy-	0,3493	1,28
Coke de pétrole	0,8706	3,19
Fonte	0,0409	0,15
Fonte/ferraille de fonte	0,0409	0,15
Acier/ferraille d'acier	0,0109	0,04

<sup>32</sup> Lignes directrices du GIEC 2006 pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre.

**Tableau 7: Facteurs d'émission stœchiométriques pour les émissions de procédé associées à d'autres matières (produits chimiques organiques en vrac)<sup>33</sup>**

Substance	Teneur en carbone [tonne de C/tonne]	Facteur d'émission (tonne de CO <sub>2</sub> /tonne]
Acétonitrile	0,5852	2,144
Acrylonitrile	0,6664	2,442
Butadiène	0,888	3,254
Noir de carbone	0,97	3,554
Éthylène	0,856	3,136
Dichlorure d'éthylène	0,245	0,898
Éthylène glycol	0,387	1,418
Oxyde d'éthylène	0,545	1,997
Cyanure d'hydrogène	0,4444	1,628
Méthanol	0,375	1,374
Méthane	0,749	2,744
Propane	0,817	2,993
Propylène	0,8563	3,137
Chlorure de vinyle mono-	0,384	1,407

### 10.1.3 Bilan massique pour les terminaux de traitement du gaz

Indépendamment de la catégorie à laquelle appartiennent les flux et les installations concernées, les quantités pertinentes des flux de substances individuels sont surveillées avec une précision de 7,5 % et à l'aide d'un bilan massique (cf. point 6.6.2).

#### Installations de type A

Les exploitants d'installations de type A peuvent déterminer la teneur en carbone à l'aide de facteurs standard ou en fonction des facteurs d'émission figurant au point 10.1.2.3. Si aucune valeur n'est disponible, il y a lieu d'utiliser d'autres valeurs constantes qui se basent sur des analyses réalisées précédemment et dont on peut prouver qu'elles sont représentatives également pour des futurs lots du même combustible ou de la même matière.

#### Installations de types B et C

Les exploitants d'installations de type B et C doivent en principe analyser la teneur en carbone. Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est possible de recourir aux valeurs précitées pour les installations de type A.

## 10.2 Raffinage d'huiles

### 10.2.1 Champ d'application

L'exploitant d'installations tient compte de toutes les émissions de CO<sub>2</sub> issues de procédés de combustion et de production mis en œuvre dans les raffineries. Il prend en compte en particulier les sources d'émission de CO<sub>2</sub> potentielles suivantes : chaudière ; réchauffeurs/épurateurs industriels ; moteurs à combustion interne/turbines ; réacteurs thermiques et catalytiques ; fours de calcination du coke ; pompes à eau d'extinction ; générateurs auxiliaires et de secours ; torchères ; incinérateurs ; craqueurs ; unités de production d'hydrogène ; unités de procédé Claus ; régénération des catalyseurs (de craquage catalytique et d'autres procédés de catalyse) et unités de cokéfaction (cokéfaction fluide avec gazéification, cokéfaction différée).

<sup>33</sup> Lignes directrices du GIEC 2006 pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre.

### 10.2.2 Exigences spécifiques

Les activités de raffinage d'huiles sont prises en compte conformément au point 10.1 (pour ce qui est des émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux). L'exploitant d'installations peut choisir d'appliquer la méthode du bilan massique à toute la raffinerie ou aux différentes unités de traitement, telles que les installations de gazéification des huiles lourdes ou de calcination. Il doit alors déterminer la quantité de toute matière entrante ou sortante (en tonnes) avec une précision d'au moins  $\pm 1,5$  %. Lorsqu'il combine la méthode standard et la méthode du bilan massique, l'exploitant d'installations doit démontrer à l'OFEV que toutes les émissions sont bien prises en compte et qu'il n'y a pas de double comptabilisation.

Le suivi des émissions provenant de la régénération des catalyseurs de craquage, d'autres catalyseurs et des unités de cokéfaction fluide avec gazéification est réalisé au moyen de la méthode du bilan massique, qui tient compte de la composition de l'air entrant et des effluents gazeux. Il faut alors relever les quantités concernées avec une précision de  $\pm 2,5$  %. Dans des cas exceptionnels, une précision de  $\pm 10$  % peut être suffisante.

Tout le monoxyde de carbone (CO) contenu dans les effluents gazeux est comptabilisé comme du CO<sub>2</sub>, au moyen de la relation massique suivante : tonne de CO<sub>2</sub> = tonne de CO  $\times$  1,571. L'analyse de l'air entrant et des effluents gazeux doit être effectuée de manière transparente. La méthode de calcul spécifique doit être approuvée par l'OFEV.

Les émissions dues à la production d'hydrogène sont calculées en multipliant les données d'activité (exprimées tonnes de charge d'hydrocarbures) par le facteur d'émission (exprimé en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonne de charge). L'hydrocarbure utilisé (en tonnes) doit être déterminé avec une précision d'au moins  $\pm 2,5$  %.

## 10.3 Production de fer et d'acier

### 10.3.1 Champ d'application

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO<sub>2</sub> suivantes : matières premières (calcination de calcaire, de dolomite et de minerais de fers carbonatés, y c. FeCO<sub>3</sub>), combustibles ordinaires (gaz naturel, charbon et coke), agents réducteurs (y c. le coke, le charbon et les matières plastiques, etc.), gaz de procédé (gaz de cokerie, gaz de haut fourneau et gaz de convertisseur à l'oxygène), consommation d'électrodes en graphite, autres combustibles et épuration des effluents gazeux.

### 10.3.2 Exigences spécifiques

Pour le suivi des émissions associées à la production de fer et d'acier, l'exploitant d'installations peut appliquer la méthode du bilan massique ou (au moins pour une partie des flux) la méthode standard, en veillant à éviter les omissions et la double comptabilisation des émissions. Pour le bilan massique, il doit déterminer la quantité de toute matière entrante ou sortante (en tonnes) avec une précision d'au moins  $\pm 1,5$  %. Dans des cas exceptionnels, une précision de  $\pm 7,5$  % peut être suffisante. Ces précisions s'appliquent également aux combustibles utilisés comme intrants de procédés.

Pour calculer les émissions de procédé selon la méthode standard ou pour le bilan massique, les exploitants d'installations de type B et C déterminent la teneur en carbone et, le cas échéant, la fraction issue de la biomasse des flux de substances entrant ou sortant sur la base d'échantillons représentatifs annuels et d'analyses de combustibles, de produits et de sous-produits. Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est possible de calculer la teneur en carbone à partir des valeurs moyennes de composition telles que figurant dans les normes en vigueur.

## **10.4 Production ou transformation de métaux ferreux et non ferreux**

### **10.4.1 Champ d'application**

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO<sub>2</sub> suivantes : combustibles ordinaires ; combustibles de substitution, y compris les matières plastiques ; granulés provenant d'installations de post-broyage ; agents réducteurs, y compris le coke ; électrodes en graphite ; matières premières, y compris le calcaire et la dolomite ; minerais et concentrés métalliques carbonés ; matières premières secondaires.

### **10.4.2 Exigences spécifiques**

Dans les installations dans lesquelles le carbone présent dans les combustibles ou les matières entrantes reste dans les produits ou autres extrants, l'exploitation d'installations applique la méthode du bilan massique. Il doit alors déterminer la quantité de toute matière entrante ou sortante (en tonnes) avec une précision d'au moins  $\pm 1,5$  %. S'il a recours à la méthode du bilan massique, l'exploitant de l'installation peut inclure les émissions résultant des procédés de combustion dans le bilan massique ou appliquer la méthode standard pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions et la double comptabilisation des émissions.

Dans tous les autres cas, il calcule les émissions de combustion et de procédé séparément à l'aide de la méthode standard. Pour le calcul des émissions de procédé correspondantes, il faut déterminer la quantité (en tonnes) de chaque matière entrante ou résidu de procédé (en tonnes) utilisé comme intrant de procédé avec une précision de  $\pm 2,5$  %.

Les dispositions de la présente section ne s'appliquent pas au suivi des émissions de CO<sub>2</sub> issues de la production de fer ou d'acier (cf. point 10.3).

## **10.5 Production de ciment clinker**

### **10.5.1 Champ d'application**

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO<sub>2</sub> suivantes : calcination du calcaire contenu dans les matières premières ; combustibles fossiles ordinaires alimentant les fours ; combustibles fossiles et matières premières de substitution alimentant les fours ; combustibles issus de la biomasse alimentant les fours (déchets de la biomasse) ; combustibles non destinés à alimenter les fours ; carbone organique contenu dans le calcaire et les schistes ; matières premières utilisées pour l'épuration des effluents gazeux.

Les émissions de combustion sont déterminées avec la méthode standard de calcul des émissions de combustion (cf. points 6.6.1 et 10.1.1), avec prise en compte de l'épuration des effluents gazeux (cf. point 10.1.2).

Pour les autres émissions de procédé issues de la production de ciment clinker, il faut tenir compte des exigences de suivi spécifiques à certaines activités listées ci-après.

### **10.5.2 Émissions de procédé issues de la transformation de farine crue**

Le suivi des émissions de procédé liées aux constituants de la farine crue s'effectue sur la base de la teneur en carbonate des matières entrantes utilisées pour alimenter le procédé (méthode de calcul A) ou de la quantité de clinker produite (méthode de calcul B). Dans le cas de la méthode A, il convient de prendre en compte au minimum les carbonates suivants : CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> et FeCO<sub>3</sub>. Dans le cas de la méthode B, l'exploitant d'installations doit prendre en compte au minimum le CaO et le MgO et prouver qu'il n'existe pas d'autres sources de carbone.

### Quantité de clinker : méthode de calcul A – analyse des matières entrantes

Pour autant que la farine crue ne soit pas caractérisée comme telle, l'exploitant d'installations tient compte des précisions pour la détermination des quantités selon le point 10.1.2.1 séparément pour chacune des matières carbonées entrant dans le four, en évitant la double comptabilisation ou les omissions liées aux matières réintroduites dans le procédé ou empruntant le bypass. Si les quantités sont déterminées sur la base du clinker produit, la quantité de farine crue peut être déterminée au moyen d'un rapport empirique farine crue/clinker propre à chaque site, lequel doit être actualisé au moins une fois par an sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Lorsque la poussière des fours à ciment (*cement kiln dust*, CKD) et la poussière de bypass quittent le système de fours, l'exploitant d'installations ne considère pas les matières premières correspondantes comme des matières entrantes, mais calcule les émissions liées aux poussières des fours à ciment conformément au point 10.5.3.

### Quantité de clinker : méthode de calcul B – analyse des matières sortantes

L'exploitant d'installations détermine les quantités de la production de clinker (en tonnes) dans le respect de la précision requise, par pesage direct conformément au point 10.1.2.2. La quantité de clinker peut aussi être calculée sur la base des livraisons de ciment via un bilan des matières qui tient compte du clinker expédié, du clinker livré et de la variation des stocks de clinker :

$$\text{clinker produit [t]} = ((\text{livraisons de ciment [t]} - \text{variation des stocks de ciment [t]}) \times \text{rapport clinker/ciment [t clinker/t ciment]}) - \text{clinker fourni [t]} + \text{clinker expédié [t]} - \text{variation du stock de clinker [t]}$$

L'exploitant d'installations détermine le rapport clinker/ciment pour chacun des différents produits de ciment ou calcule ce rapport à partir de la différence entre les livraisons de ciment, la variation des stocks et l'ensemble des matières utilisées comme additifs dans le ciment, y compris les poussières de bypass et les poussières des fours à ciment.

### Facteur d'émission

Pour les installations de type A, on peut appliquer un facteur d'émission de 0,525 tonne de CO<sub>2</sub>/tonne clinker. Pour les installations des types B et C, le facteur d'émission par tonne de clinker doit être défini via des analyses de laboratoire et des valeurs stœchiométriques. Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est également possible d'appliquer un facteur d'émission de 0,525 tonne de CO<sub>2</sub>/tonne de clinker pour les installations de types B et C (cf. points 6.4 et 6.6.6).

## 10.5.3 Émissions liées aux poussières éliminées

L'exploitant d'installations ajoute les émissions de CO<sub>2</sub> dues aux poussières de bypass ou aux poussières des fours à ciment (CKD).

Les quantités de CKD ou de poussières de bypass doivent être indiquées en tonnes avec une précision de  $\pm 7,5$  %. Les exploitants d'installations de type A peuvent estimer les quantités selon les meilleures pratiques pour autant qu'ils puissent démontrer que la détermination de ces valeurs impliquerait des moyens disproportionnés.

Pour les installations de type A, on peut appliquer un facteur d'émission de 0,525 tonne de CO<sub>2</sub>/tonne CKD. Pour les installations des types B et C, le facteur d'émission doit être déterminé au moins une fois par an, selon la formule suivante :

$$FE_{CKD} = \frac{\frac{FE_{cli}}{1 + FE_{cli}} \times d}{1 - \frac{FE_{cli}}{1 + FE_{cli}} \times d}$$

où :

- $FE_{CKD}$  = facteur d'émission des poussières de four à ciment partiellement calcinées, en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonne de CKD
- $FE_{cli}$  = facteur d'émission spécifique à l'installation du clinker, en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonne de clinker]

- $d$  = degré de calcination des poussières de four à ciment (dégagement de  $\text{CO}_2$  en % du  $\text{CO}_2$  total issu des carbonates contenus dans le mélange brut)

Uniquement lorsqu'aucunes données plus précises ne sont disponibles et qu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, il est possible d'appliquer un facteur d'émission de 0,525 tonne de  $\text{CO}_2$ /tonne de clinker pour les installations de types B et C également.

#### **10.5.4 Émissions de procédé liées au carbone non issu de carbonates dans la farine crue**

L'exploitant d'installations détermine au minimum les émissions liées au carbone non issu de carbonates présent dans le calcaire, le schiste ou d'autres matières premières (comme les cendres volantes) entrant dans la composition de la farine crue dans le four. La part de carbone non carbonate dans les matières premières pertinentes doit être déterminée au minimum une fois par an à l'aide d'analyses.

L'intrant de carbone non carbonate doit être déterminé pour chaque matière première avec une précision d'au moins  $\pm 7,5$  %. Pour les exploitants d'installations de type A, une précision de  $\pm 15$  % est suffisante.

Uniquement lorsqu'aucunes données plus précises ne sont disponibles et qu'on peut prouver que déterminer celles-ci impliquerait des moyens disproportionnés, il est possible de fixer le facteur d'émission en estimant la part de carbone non carbonate dans la matière première correspondante selon les lignes directrices relatives aux meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Le facteur de conversion est calculé conformément aux meilleures pratiques publiées par l'industrie. Les exploitants d'installations de type A peuvent supposer un facteur de conversion de 1.

### **10.6 Production de chaux ou calcination de dolomite ou de magnésite**

#### **10.6.1 Champ d'application**

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de  $\text{CO}_2$  suivantes : calcination du calcaire, de la dolomite ou de la magnésite contenus dans les matières premières ; carbone non issu de carbonates dans les matières premières ; tous les combustibles et toutes les matières premières utilisés sur le site.

Les émissions de combustion sont déterminées avec la méthode standard de calcul des émissions de combustion (cf. points 6.6.1 et 10.1), avec prise en compte de l'épuration des effluents gazeux (cf. point 10.1.2).

Les émissions de procédé issues de la conversion de matières premières sont surveillées à l'aide de la méthode standard de calcul des émissions de procédé (cf. points 6.6.1 et 10.1.2).

Lorsque la chaux vive et le  $\text{CO}_2$  issus du calcaire sont utilisés dans des procédés de purification, le  $\text{CO}_2$  est considéré comme émis, à moins qu'il soit lié chimiquement dans un produit de manière durable.

#### **10.6.2 Émissions de procédé liées au carbone issu de carbonates dans les matières premières**

Il y a lieu de systématiquement prendre en compte les carbonates de calcium et de magnésium ; les autres carbonates et le carbone non issu de carbonates dans les matières premières uniquement lorsque ceux-ci sont pertinents pour le calcul des émissions.

Dans le cas de la méthode A (cf. point 10.1.2.1), les valeurs de la teneur en carbonates sont corrigées en fonction de la teneur en humidité et en gangue des matières. Pour la production de magnésie, il y a lieu de prendre en compte, le cas échéant, d'autres minéraux contenant du magnésium que les carbonates. Il convient d'éviter la double comptabilisation et les omissions liées aux matières réintroduites ou empruntant le bypass. Chaque intrant de four pertinent doit être déterminé (en tonnes) avec une précision de  $\pm 2,5$  %, ou de 7,5 % dans les cas exceptionnels.

Si la méthode B est appliquée (cf. point 10.1.2.2), la poussière de four à chaux doit être considérée comme un flux distinct.

Pour les oxydes métalliques alcalino-terreux (méthode B), les exploitants d'installations de type A définissent la quantité de chaux produite en tonnes avec une précision de  $\pm 5\%$ , et les exploitants d'installations de type B et C avec une précision de  $\pm 2,5\%$ . La quantité de poussières de four doit être saisie (en tonnes) avec une précision d'au moins  $\pm 7,5\%$ .

Les facteurs d'émission sont déterminés selon les indications du point 10.1.2.

### **10.6.3 Émissions de procédé liées au carbone non issu de carbonates dans les matières premières**

L'exploitant d'installations utilise la méthode standard pour déterminer au minimum les émissions issues de carbone non carbonate dans le calcaire, le schiste ou des matières premières de substitution (cf. point 10.1.2). La part de carbone non issu de carbonates dans les matières premières pertinentes doit être déterminée au minimum une fois par an à l'aide d'analyses.

En dérogation aux dispositions présentées au point 10.1.2.1, l'intrant de carbone non issu de carbonates doit être déterminé pour chaque matière première en tant que quantité (en tonnes) avec une précision d'au moins  $\pm 7,5\%$ . Dans des cas exceptionnels, une précision de  $\pm 15\%$  est suffisante pour les exploitants d'installations de type A.

Uniquement lorsqu'aucunes données plus précises ne sont disponibles et qu'on peut prouver que déterminer celles-ci impliquerait des moyens disproportionnés, il est possible de fixer le facteur d'émission en estimant la part de carbone non issu de carbonates dans la matière première concernée selon les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Le facteur de conversion est alors calculé conformément aux meilleures pratiques publiées par l'industrie. Les exploitants d'installations de type A peuvent supposer un facteur de conversion de 1.

## **10.7 Fabrication de verre, de fibres de verre ou de matériaux isolants à base de laine de roche**

### **10.7.1 Champ d'application**

L'exploitant d'installations applique également les présentes prescriptions aux installations de production de verre soluble et de laine de roche.

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de  $\text{CO}_2$  suivantes : décomposition des carbonates alcalins et alcalino-terreux résultant de la fusion des matières premières ; combustibles fossiles ordinaires ; combustibles fossiles et matières premières de substitution ; combustibles issus de la biomasse ; autres combustibles ; additifs carbonés, tels que le coke, la poussière de charbon et le graphite ; post-combustion et épuration des effluents gazeux.

Les émissions de combustion, y compris l'épuration des effluents gazeux, ainsi que les émissions liées aux matières premières utilisées dans les procédés doivent être surveillées conformément aux points 10.1.1 et 10.1.2.

### **10.7.2 Émissions de procédé**

En sus des émissions provenant d'autres matières de procédé (y compris poussière de coke et de houille et graphite), les carbonates suivants doivent être pris en considération :  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{BaCO}_3$ ,  $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{K}_2\text{CO}_3$  et  $\text{SrCO}_3$ .

En dérogation aux dispositions du point 10.1.2.1, pour les carbonates ou d'autres matières de procédé (intrants), on détermine la quantité (en tonnes) pour chaque matière première contenant des carbonates ou des additifs engendrant des émissions de  $\text{CO}_2$  avec une précision de  $\pm 1,5\%$ . Les exploitants d'installations de type A doivent respecter une précision de  $\pm 2,5\%$ .

Pour déterminer le facteur d'émission, on utilise la quantité de carbonates pertinents dans la matière entrante concernée sur la base d'analyses. Les exploitants d'installations de type A peuvent employer les rapports stœchiométriques selon le Tableau 4 figurant au point 10.1.2.3, où la pureté de la matière entrante concernée est déterminée selon les meilleures pratiques publiées par l'industrie.

Le facteur de conversion est égal à 1.

## **10.8 Fabrication de produits céramiques**

### **10.8.1 Champ d'application**

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO<sub>2</sub> suivantes : combustibles alimentant les fours ; calcination du calcaire/de la dolomite et autres carbonates présents dans les matières premières ; calcaire et autres carbonates utilisés pour la réduction des émissions de polluants atmosphériques et d'autres techniques d'épuration des effluents gazeux ; additifs fossiles ou issus de la biomasse utilisés pour améliorer la porosité, y compris le polystyrène, résidus de l'industrie papetière ou sciure de bois ; carbone non issu de carbonates présent dans l'argile et les autres matières premières.

Les émissions de combustion sont déterminées avec la méthode standard de calcul des émissions de combustion (cf. points 6.6.1 et 10.1.1), avec prise en compte de l'épuration des effluents gazeux (cf. point 10.1.2).

Le suivi des émissions de procédé issues de la conversion de matières premières et d'additifs s'effectue à l'aide de la méthode standard de calcul des émissions de procédé (cf. points 6.6.1 et 10.1.2).

### **10.8.2 Émissions de procédé**

Pour déterminer les émissions de procédé dans le cadre de la production des produits céramiques fabriqués à partir d'argiles purifiées ou synthétiques, l'exploitant d'installations peut appliquer soit la méthode A, soit la méthode B (cf. point 10.1.2). L'exploitant doit appliquer la méthode de calcul A pour les produits céramiques fabriqués à partir d'argiles brutes et en cas d'utilisation d'argiles ou d'additifs à teneur élevée en carbone non issu de carbonates. Les carbonates de calcium sont systématiquement pris en compte. D'autres carbonates et du carbone non issu de carbonates contenus dans les matières premières sont pris en compte du moment qu'ils sont pertinents pour le calcul des émissions.

Lorsque la méthode A est appliquée, on détermine la quantité (en tonnes) pour chaque matière première carbonate ou additif engendrant des émissions de CO<sub>2</sub> avec une précision de  $\pm 2,5$  %. À titre dérogatoire, les quantités pour les matières entrantes de la méthode A peuvent également être déterminées par un calcul rétroactif approprié approuvé par l'OFEV, sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie. Pour effectuer ce calcul rétroactif, il faut se demander quelles méthodes de mesure sont disponibles pour les corps verts séchés ou les produits cuits et quelles sont les sources de données appropriées pour l'humidité de l'argile et des additifs ainsi que pour la perte de masse (perte au feu) des matières concernées.

Lorsque la méthode B est appliquée, la quantité de production brute (en tonnes) – y compris les produits rejetés et le calcin des fours, ainsi que des dispositifs de transport – doit être déterminée avec une précision d'au moins  $\pm 2,5$  %.

En complément des dispositions figurant au point 10.1.2, le facteur d'émission peut être défini également à l'aide d'une des méthodes ci-après.

- Si la méthode A est appliquée : à titre exceptionnel, on peut appliquer pour le calcul du facteur d'émission, au lieu des résultats d'analyse, une valeur de 0,2 tonne de CaCO<sub>3</sub> (ce qui correspond à 0,08794 tonne de CO<sub>2</sub>) par tonne d'argile sèche. On considère que l'ensemble du carbone inorganique et organique présent dans la matière argileuse fait partie de cette valeur. Les additifs sont quant à eux considérés comme exclus de cette valeur.
- Si la méthode B est appliquée : à titre exceptionnel, on peut appliquer pour le calcul du facteur d'émission, en lieu et place des résultats d'analyse, une valeur de 0,123 tonne de CaO (ce qui correspond à 0,09642 tonne de CO<sub>2</sub>) par tonne de produit. On considère que l'ensemble du carbone inorganique et organique présent dans la matière argileuse fait partie de cette valeur. Les additifs sont quant à eux considérés comme exclus de cette valeur.



### 10.8.3 Épuration des effluents gazeux

La quantité de  $\text{CaCO}_3$  sec utilisée doit être déterminée avec une précision de  $\pm 7,5 \%$ . En dérogation des dispositions du point 10.1.2, le facteur d'émission pour l'épuration des effluents gazeux est déterminé sur la base du rapport stœchiométrique du  $\text{CaCO}_3$  selon le Tableau 4 figurant au point 10.1.2.3.

Il convient d'éviter de comptabiliser à double le calcaire utilisé et le calcaire recyclé en matière première par la même installation. Aucun facteur de conversion n'est appliqué à l'épuration des effluents gazeux.

## 10.9 Fabrication de pâtes à papier et de papier

### 10.9.1 Champ d'application

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de  $\text{CO}_2$  suivantes : chaudière ; turbines à gaz et systèmes de combustion produisant de la vapeur ou de l'électricité ; chaudière de récupération et autres dispositifs brûlant les lessives résiduelles de cuisson ; incinérateurs, fours à chaud et fours de calcination ; épuration des effluents gazeux et sécheurs alimentés par des combustibles (p. ex. sécheurs à infrarouge).

Les émissions de combustion sont déterminées avec la méthode standard de calcul des émissions de combustion (cf. points 6.6.1 et 10.1.1), avec prise en compte de l'épuration des effluents gazeux (cf. point 10.1.2).

Le suivi des émissions de procédé issues de la conversion de matières premières est effectué à l'aide de la méthode standard de calcul des émissions de procédé (cf. points 6.6.1 et 10.1.2).

### 10.9.2 Émissions de procédé

Les émissions de procédé provenant de matières premières utilisées comme produits chimiques d'appoint (sont concernés au moins le calcaire et la soude) sont prises en compte conformément aux dispositions relatives aux émissions de procédé issues de la décomposition de carbonates figurant au point 10.1.2.1 (méthode A). En dérogation des dispositions, les quantités de  $\text{CaCO}_3$  et  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (en tonnes) doivent être déterminées avec une précision de  $\pm 1,5 \%$  ; pour les installations de type A dans les cas exceptionnels avec une précision de  $2,5 \%$ . Le facteur de conversion est égal à 1.

Les émissions de  $\text{CO}_2$  résultant de la récupération du lait de chaux lors de la production de pâte à papier sont considérées comme des émissions de  $\text{CO}_2$  issu de biomasse recyclée. On admet que seule la quantité de  $\text{CO}_2$  proportionnelle à la quantité de produits chimiques d'appoint introduite dans le procédé génère des émissions de  $\text{CO}_2$  d'origine fossile.

## 10.10 Production d'ammoniac

### 10.10.1 Champ d'application

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission suivantes : combustion des combustibles fournissant de la chaleur nécessaire pour le reformage ou l'oxydation partielle ; combustibles utilisés pour alimenter le procédé de production d'ammoniac (reformage ou oxydation partielle) ; combustibles utilisés pour d'autres procédés de combustion, y compris aux fins de production d'eau chaude ou de vapeur.

Les émissions de combustion sont déterminées avec la méthode standard de calcul des émissions de combustion (cf. points 6.6.1 et 10.1.1), avec prise en compte de l'épuration des effluents gazeux (cf. point 10.1.2).

Pour le suivi des émissions de l'utilisation de combustibles comme matières entrantes dans un procédé, il y a lieu d'appliquer la méthode standard (cf. points 6.6.1 et 10.1.2). Les quantités utilisées comme intrants de procédés, en tonnes ou en  $\text{Nm}^3$ , doivent être indiquées avec une précision de  $\pm 1,5 \%$ , dans les cas exceptionnels de  $\pm 5 \%$ .

### 10.10.2 Dispositions de suivi spécifiques

Du moment que du CO<sub>2</sub> issu de la production d'ammoniac est utilisé comme matière première pour la production d'urée ou d'autres produits chimiques ou transféré depuis les installations pour un usage non compris dans le SEQUE, la quantité de CO<sub>2</sub> concernée doit être prise en compte comme une quantité émise par les installations productrices de CO<sub>2</sub>. Elle n'inclut pas le CO<sub>2</sub> lié chimiquement dans des produits de manière durable.

## 10.11 Production de produits chimiques organiques en vrac

### 10.11.1 Champ d'application

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources d'émission de CO<sub>2</sub> suivantes : craquage catalytique (catalytique ou non) ; reformage ; oxydation partielle ou totale ; procédés similaires entraînant des émissions de CO<sub>2</sub> dues au carbone présent dans les matières premières à base d'hydrocarbures ; combustion des effluents gazeux et mise en torchère ; autres procédés de combustion.

L'exploitant d'installations applique la méthode standard pour le suivi de toutes les émissions dues aux procédés de combustion dans lesquels les combustibles utilisés ne participent pas aux réactions chimiques mises en œuvre pour la production de produits chimiques organiques en vrac ou ne résultent pas de telles réactions. Dans tous les autres cas, il peut choisir de prendre en compte les émissions associées à la production de produits chimiques organiques en vrac au moyen de la méthode du bilan massique ou de la méthode standard. S'il a recours à la méthode standard, il doit démontrer à l'OFEV que cette méthode couvre toutes les émissions pertinentes qui seraient également prises en considération par le bilan massique.

Lorsque la production de produits chimiques organiques en vrac est techniquement intégrée dans une raffinerie, l'exploitant d'installations applique les dispositions énoncées au point 10.2.

### 10.11.2 Émissions de procédé

Lorsqu'on effectue un bilan massique, on doit déterminer la quantité de toute matière entrante ou sortante (en tonnes) avec une précision de  $\pm 1,5$  % ; pour les installations de type A dans des cas exceptionnels, il est possible d'appliquer une précision de  $\pm 7,5$  % seulement.

Dans le cadre de l'application d'un bilan massique, la teneur en carbone est en principe déterminée sur la base d'analyses. Uniquement lorsqu'il est prouvé que c'est impossible du point de vue de la technique ou de l'exploitation ou que ce ne serait pas supportable sur le plan économique, et que les facteurs d'émission standard du Tableau 7 figurant au point 10.1.2.3 sont pris comme référence pour établir la teneur en carbone, l'exploitant d'installations calcule les valeurs manquantes de ce tableau à partir des teneurs stœchiométriques en carbone de la substance pure et de la concentration de la substance dans le flux entrant ou sortant.

## 10.12 Production d'hydrogène et de gaz de synthèse

### 10.12.1 Champ d'application

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des sources potentielles d'émission de CO<sub>2</sub> suivantes : combustibles utilisés dans le procédé de production d'hydrogène ou de gaz de synthèse (reformage ou oxydation partielle) et combustibles utilisés dans d'autres procédés de combustion, y compris pour la production d'eau chaude ou de vapeur. Le gaz de synthèse produit est considéré comme un flux dans la méthode du bilan massique.

Lorsqu'on effectue un bilan massique, on doit déterminer la quantité de toute matière entrante ou sortante (en tonnes) avec une précision de  $\pm 1,5$  % ; pour les installations de type A dans des cas exceptionnels, il est possible d'appliquer une précision de  $\pm 7,5$  % seulement.

La méthode standard est appliquée pour le suivi des émissions associées aux procédés de combustion ou résultant de l'utilisation de combustibles comme matières entrantes aux fins de la production d'hydrogène. Les quantités de combustibles utilisées comme intrants de procédés pour la production d'hydrogène, en tonnes ou en Nm<sup>3</sup>, doivent être indiquées avec une précision de  $\pm 1,5 \%$ , dans les cas exceptionnels de 5 %.

### 10.12.2 Exigences spécifiques

Les émissions liées à la production de gaz de synthèse sont prises en compte dans le bilan massique. Si les émissions proviennent de procédés de combustion distincts, l'exploitant d'installations peut choisir d'inclure ces émissions dans le bilan massique, ou bien d'appliquer la méthode standard, au moins pour une partie des flux, en veillant à éviter les omissions et la double comptabilisation des émissions.

Lorsque l'hydrogène et le gaz de synthèse sont produits dans la même installation, l'exploitant de cette installation calcule les émissions de CO<sub>2</sub> en recourant à des méthodes distinctes pour l'hydrogène et pour le gaz de synthèse ou en appliquant un bilan massique commun.

## 10.13 Détermination des émissions de gaz à effet de serre lors du captage du CO<sub>2</sub> en vue du transport et du stockage géologique ou du piégeage chimique durable

### 10.13.1 Champ d'application

L'exploitant d'installations tient compte au minimum des potentielles sources d'émission suivantes : l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre des installations de captage (combustion et autres activités liées au captage, y compris l'utilisation de combustible et de matière entrante et le stockage intermédiaire du CO<sub>2</sub>), la quantité de CO<sub>2</sub> captée par les installations et transférée vers ou à partir de l'installation, l'ensemble des autres émissions de gaz à effet de serre produites sur le site, qu'elles soient ou non transférées vers l'installation de captage.

Toutes les émissions de gaz à effet de serre produites sur le site doivent être surveillées conformément au point qui s'y rapporte dans la présente publication et apparaître dans le suivi. Cela concerne également les émissions de gaz à effet de serre causées par l'exploitation des installations de captage. Ces émissions sont surveillées à l'aide de la méthode standard de calcul des émissions issues de la combustion (cf. points 6.6.1 et 10.1.1) ou, le cas échéant, de la méthode standard de calcul des émissions de procédé (cf. points 6.6.1 et 10.1.2).

Il convient de surveiller la quantité de CO<sub>2</sub> captée et transférée à l'aide d'une mesure directe et de la faire apparaître dans le rapport de suivi en tant que point de mesure propre (cf. point 6.7).

### 10.13.2 Exigences spécifiques

Les émissions de gaz à effet de serre pertinentes de l'exploitant d'installations équivalent à la quantité totale de gaz à effet de serre causée par l'exploitation d'installations sur un site donné, déduction faite de la quantité de CO<sub>2</sub> captée et stockée ou liée chimiquement de manière durable.

Le CO<sub>2</sub> capté et transféré n'est pas comptabilisé dans les émissions de l'exploitant d'installations s'il est prouvé que le CO<sub>2</sub> a été stocké durablement en Suisse ou lié chimiquement de manière durable dans des carbonates minéraux utilisés dans des produits de construction (cf. art. 55, al. 1<sup>bis</sup>, let. a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Si l'exploitant d'installations transfère le CO<sub>2</sub> à un participant au SEQUE de l'UE pour qu'il soit stocké ou lié chimiquement de manière durable dans des carbonates minéraux utilisés dans des produits de construction, la quantité de CO<sub>2</sub> pour laquelle l'exploitant a fourni un justificatif n'est pas comptabilisée dans les émissions qu'il a causées (cf. art. 55, al. 1<sup>bis</sup>, let. b, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>).

Le CO<sub>2</sub> capté et transféré à des tiers en dehors du SEQUE qui est ensuite utilisé et émis est comptabilisé parmi les émissions causées par l'exploitant d'installations dans le SEQUE.

## 10.14 Détermination des émissions de protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) par mesure

L'exploitant d'installations tient compte, pour chaque activité donnant lieu à des émissions de N<sub>2</sub>O, de toutes les sources émettant du N<sub>2</sub>O est dans le cadre de procédés de production, y compris lorsque les émissions de N<sub>2</sub>O liées à la production sont canalisées au moyen d'un dispositif quelconque de réduction des émissions.

Ces prescriptions ne s'appliquent pas aux émissions de N<sub>2</sub>O résultant de la combustion de combustibles.

### 10.14.1 Détermination des émissions de N<sub>2</sub>O

#### Émissions annuelles de N<sub>2</sub>O

L'exploitant d'installations prend en considération les émissions de N<sub>2</sub>O par une mesure en continu des émissions. Il doit garantir que les émissions de N<sub>2</sub>O puissent être indiquées également (et en particulier) dans le cas d'une panne temporaire d'un dispositif de réduction des émissions.

Pour chaque source dont les émissions de N<sub>2</sub>O sont mesurées en continu, l'exploitant d'installations considère que les émissions annuelles totales sont les émissions de gaz à effet de serre annuelles calculées selon la formule figurant au point 6.6.1, comme somme de l'ensemble des émissions horaires.

#### Émissions horaires de N<sub>2</sub>O

L'exploitant d'installations calcule la moyenne horaire annuelle des émissions de N<sub>2</sub>O pour chaque source dont les émissions sont mesurées en continu, selon l'équation du point 6.6.1.

L'exploitant mesure les concentrations horaires de N<sub>2</sub>O dans le flux d'effluents gazeux de chaque source d'émission en un point représentatif, en amont et en aval du dispositif de réduction des émissions de NO<sub>x</sub>/N<sub>2</sub>O (pour autant qu'un tel dispositif ait été mis en place). Il applique pour ce faire des techniques permettant de mesurer les concentrations de N<sub>2</sub>O de toutes les sources, avec ou sans dispositif de réduction des émissions.

Il corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et consigne les valeurs correspondantes dans le suivi.

### 10.14.2 Détermination du débit des effluents gazeux

Pour déterminer le débit des effluents gazeux aux fins du suivi des émissions de N<sub>2</sub>O, l'exploitant d'installations mesure le débit en continu. Le débit des effluents gazeux est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$V_{\text{débit des effluents gazeux}} \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = V_{\text{air}} \times \frac{(1 - O_{2,\text{air}})}{(1 - O_{2,\text{effluents gazeux}})}$$

où :

- $V_{\text{air}}$  = débit total d'air entrant, en Nm<sup>3</sup>/h dans des conditions standard
- $O_{2,\text{air}}$  = fraction volumique d'O<sub>2</sub> dans l'air sec [= 0,2095]
- $O_{2,\text{effluents gazeux}}$  = fraction volumique d'O<sub>2</sub> dans les effluents gazeux

$V_{\text{air}}$  est calculé en additionnant tous les débits d'air qui entrent dans les installations. Sauf indication contraire dans le plan de suivi, l'exploitant d'installations applique la formule suivante :

$$V_{\text{air}} = V_{\text{prim}} + V_{\text{sec}} + V_{\text{étanchéité}}$$

où :

- $V_{\text{prim}}$  = débit d'air entrant primaire, en Nm<sup>3</sup>/h dans des conditions standard
- $V_{\text{sec}}$  = débit d'air entrant secondaire, en Nm<sup>3</sup>/h dans des conditions standard
- $V_{\text{étanchéité}}$  = débit d'air entrant pour assurer l'étanchéité, en Nm<sup>3</sup>/h dans des conditions standard

Lors de la production d'acide nitrique, l'exploitant d'installations détermine  $V_{prim}$  par une mesure en continu du débit d'air avant le mélange avec l'ammoniac. Il détermine  $V_{sec}$  par une mesure en continu du débit d'air, y compris en amont de l'unité de récupération de chaleur.  $V_{étanchéité}$  correspond au débit d'air utilisé pour assurer l'étanchéité.

Pour les flux d'air entrant représentant cumulativement moins de 2,5 % du débit d'air total, l'OFEV peut accepter des méthodes d'estimation proposées par l'exploitant d'installations sur la base des meilleures pratiques publiées par l'industrie pour la détermination de ce débit d'air.

L'exploitant d'installations prouve, au moyen de mesures effectuées dans des conditions d'exploitation normales, que le débit des effluents gazeux mesuré est suffisamment homogène pour permettre l'application de la méthode de mesure qu'il propose. Si les mesures confirment que le débit des effluents gazeux n'est pas homogène, l'exploitant doit tenir compte de cette information lorsqu'il décide des méthodes de suivi à appliquer.

L'exploitant d'installations corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et consigne les valeurs correspondantes dans le suivi.

### Concentrations d'oxygène (O<sub>2</sub>)

L'exploitant d'installations mesure les concentrations d'oxygène dans les effluents gazeux lorsque celles-ci sont nécessaires pour calculer le débit de ces derniers. Pour déterminer l'incertitude associée aux émissions de N<sub>2</sub>O, il tient compte de celle liée aux mesures de la concentration d'O<sub>2</sub>.

L'exploitant d'installations corrige toutes les mesures pour les rapporter au gaz sec et consigne les valeurs correspondantes dans le suivi.

### Calcul des émissions de N<sub>2</sub>O

Pour des émissions de N<sub>2</sub>O spécifiques, survenant périodiquement et non réduites, l'exploitant d'installations peut, s'il est impossible sur le plan technique d'effectuer un suivi continu de ces émissions de N<sub>2</sub>O et sous réserve d'approbation de l'OFEV, calculer ces émissions via une autre méthode de calcul. Dans ce but, l'incertitude totale du résultat de l'application est mise en regard des exigences de précision figurant au point 6.7. L'exploitant fonde la méthode de calcul sur le taux d'émission de N<sub>2</sub>O maximal susceptible de résulter de la réaction chimique se produisant au moment de l'émission et pendant la période considérée.

L'exploitant d'installations tient compte de l'incertitude inhérente à toute valeur d'émission obtenue par calcul pour une source d'émission donnée pour déterminer l'incertitude associée à la moyenne horaire annuelle des émissions de cette source.

### Détermination des cadences de production de l'activité

Les cadences de production sont calculées sur la base des rapports de production journaliers et des heures d'exploitation.

### Fréquence de l'échantillonnage

Des moyennes horaires ou calculées sur des périodes de référence plus courtes sont établies pour :

- la concentration de N<sub>2</sub>O dans les effluents gazeux ;
- la totalité des effluents gazeux, lorsque le débit est mesuré directement et que cela s'avère nécessaire ;
- la totalité des débits de gaz et des concentrations d'oxygène nécessaires pour déterminer de manière indirecte le débit total des effluents gazeux.

### 10.14.3 Détermination des éq.-CO<sub>2</sub> annuels

L'exploitant d'installations calcule les émissions annuelles totales de N<sub>2</sub>O de toutes les sources (mesurées en tonnes avec une précision de trois décimales) et convertit celles-ci en éq.-CO<sub>2</sub> conformément à l'annexe 1 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (exprimés en tonnes arrondies).

## Glossaire

### biomasse

Fraction biologiquement dégradable des produits, déchets et résidus d'origine biologique de l'agriculture (matières végétales et animales comprises), de la sylviculture et d'autres secteurs économiques liés, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que fraction biologiquement dégradable des déchets, dont les déchets d'origine biologique de l'industrie et des ménages.

### cap

Quantité maximale de droits d'émission suisses disponibles pour les exploitants d'installations dans le système d'échange de quotas d'émission (SEQUE).

### élément d'attribution

Ensemble des activités et des émissions des installations pour lesquelles s'effectue une attribution de droits d'émission à titre gratuit selon un même référentiel et un même statut en termes de fuite de carbone.

### facteur de conversion

Rapport entre la quantité de carbone émise sous forme de CO<sub>2</sub> et la quantité totale de carbone contenue dans le flux avant que le processus d'émission ne débute, exprimé en fraction. Le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère est considéré comme équivalent molaire CO<sub>2</sub>.

### facteur d'oxydation

Rapport entre le carbone qui s'oxyde lors de la combustion du CO<sub>2</sub> et le carbone contenu dans le combustible, exprimé en fraction. Le monoxyde de carbone (CO) émis dans l'atmosphère est considéré comme équivalent molaire CO<sub>2</sub>.

### flux de substances

Combustible spécifique, matière première spécifique ou produit intermédiaire ou final spécifique, dont la consommation ou la production à une ou plusieurs sources d'émissions engendre des gaz à effet de serre pertinents qui s'échappent à un ou plusieurs points d'émission ou dont la teneur en carbone est relevée dans un bilan de masse pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre.

### fraction issue de la biomasse

Rapport entre le carbone issu de la biomasse et la teneur totale en carbone d'un combustible ou d'une matière. La fraction issue de la biomasse est exprimée en pourcentage.

### fuite de carbone

Risque de délocalisation de la production à l'étranger en raison des réglementations en matière de CO<sub>2</sub>. Ce risque est soit présent, soit absent (statut en termes de risque de fuite de carbone). Il est pertinent dans l'application des coefficients d'adaptation de l'annexe 9, ch. 3, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> pour le calcul de la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit.

### gaz résiduel

Gaz provenant de procédés et présentant une forte teneur en carbone dont l'oxydation est incomplète. Les émissions issues des gaz résiduels constituent une sous-catégorie des émissions de procédé.

### installations

Unités techniques fixes (p. ex. chaudière à vapeur, four) sises sur un même site. Les installations peuvent constituer un participant au SEQUE à part entière ou faire partie d'un site de production.

### MACF

Le MACF est le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières que l'UE a introduit. Il s'agit d'une tarification du CO<sub>2</sub> des marchandises importées au sein de l'UE. Au moment de l'importation au sein de l'UE, les importateurs de certaines marchandises ou de certains groupes de marchandises doivent acheter des certificats MACF et restituer le nombre de certificats équivalent aux émissions générées par la production. Ainsi, le MACF empêche le transfert des émissions de gaz à effet de serre vers l'étranger et garantit une égalité de la tarification du CO<sub>2</sub> des marchandises produites dans le cadre du SEQUE et des marchandises importées. Le statut MACF est pertinent dans l'application des coefficients d'adaptation de l'annexe 9, ch. 3.1a, de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> pour le calcul de la

quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit en Suisse.

**mesure en continu des émissions**

Ensemble d'étapes de travail visant à déterminer, à travers des mesures individuelles périodiques, la valeur d'une grandeur. Les mesures peuvent être effectuées dans la cheminée, mais peuvent également être des mesures extractives (l'appareil de mesure est placé à proximité de la cheminée). Ce type de mesure ne comprend pas le prélèvement d'échantillons dans la cheminée.

**mise en service**

Premier jour d'exploitation des installations, qui définissent un élément d'attribution, ou premier jour au cours duquel le niveau d'activité d'un élément d'attribution est supérieur à zéro.

**niveau d'activité**

État d'exploitation des installations pour une période de référence représentative, défini pour chaque élément d'attribution. Le niveau d'activité est multiplié par un référentiel pertinent pour calculer la quantité de droits d'émission attribués à titre gratuit.

**point d'émission**

Point où un gaz à effet de serre est émis. Le point d'émission est par exemple une cheminée.

**point de mesure**

Source ou ensemble de sources d'émissions dont les émissions sont mesurées à l'aide d'un système de mesure continue des émissions à un point d'émission.

**pouvoir calorifique inférieur**

Quantité d'énergie spécifique libérée sous forme de chaleur lors de la combustion complète d'un combustible ou d'une matière avec oxygène dans des conditions standard, à laquelle est soustraite la chaleur de vaporisation de la vapeur d'eau de l'eau qui se forme le cas échéant.

**précision**

Degré de concordance entre le résultat d'une mesure et la valeur réelle d'une grandeur donnée (ou d'une valeur de référence déterminée empiriquement à l'aide de matériel d'étalonnage reconnu et traçable et selon des méthodes standard), qui tient compte des facteurs d'influence tant aléatoires que systématiques.

**source d'émission**

Installation ou processus qui génère des gaz à effet de serre.