



# Ordonnance sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (Ordonnance sur le CO<sub>2</sub>)

## Modification du 21 septembre 2018

---

*Le Conseil fédéral suisse  
arrête:*

I

L'ordonnance du 30 novembre 2012 sur le CO<sub>2</sub><sup>1</sup> est modifiée comme suit:

*Art. 6, al. 2<sup>bis</sup>*

<sup>2bis</sup> Dans le cas de projets et de programmes en relation avec un réseau de chauffage à distance ou de projets et de programmes portant sur le gaz de décharge, la description des données visées à l'al. 2, let. d, e et i, s'effectue selon les exigences prévues aux annexes 3a ou 3b.

*Art. 7, al. 3*

<sup>3</sup> L'OFEV fixe les exigences formelles applicables à la description des projets et programmes.

*Art. 9, al. 5 et 6*

<sup>5</sup> Le rapport de suivi et le rapport de vérification correspondant doivent être remis à l'OFEV au moins tous les trois ans à partir du début de la mise en œuvre au sens de l'art. 5, al. 2. Les réductions d'émissions doivent être démontrées pour chaque année civile.

<sup>6</sup> L'OFEV fixe les exigences formelles applicables au rapport de suivi.

*Art. 11, al. 4, phrase introductive*

<sup>4</sup> Après une nouvelle validation, la période de crédit à partir de la date d'entrée en vigueur de la modification importante est de:

<sup>1</sup> RS 641.711

*Art. 91, al. 1*

<sup>1</sup> La personne soumise à l'obligation de compenser les émissions de CO<sub>2</sub> a jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre de l'année suivante pour remplir cette obligation.

*Art. 102, al. 2*

<sup>2</sup> Un émolument de 5 % du montant à rembourser, mais de 50 francs au moins et de 500 francs au plus, est prélevé pour chaque demande de remboursement.

*Art 135, let. bbis et bter*

Le DETEC adapte:

bbis. l'annexe 3a à l'évolution technique et économique;

bter. l'annexe 3b à l'évolution technique et économique;

## II

<sup>1</sup> La présente ordonnance est complétée par les annexes 3a et 3b ci-jointes.

<sup>2</sup> L'annexe 11 est remplacée par la version ci-jointe.

## III

La présente ordonnance entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 2018.

21 septembre 2018

Au nom du Conseil fédéral suisse:

Le président de la Confédération, Alain Berset

Le chancelier de la Confédération, Walter Thurnherr

## **Exigences relatives au calcul des réductions d'émissions et au plan de suivi concernant les projets et les programmes en relation avec un réseau de chauffage à distance**

### **1 Champ d'application**

Les exigences de la présente annexe s'appliquent aux projets et programmes qui concernent:

- a. la construction d'un nouveau réseau de chaleur dont une source de chaleur est essentiellement neutre en CO<sub>2</sub>;
- b. le remplacement d'une chaudière centrale alimentée aux combustibles fossiles d'un réseau de chaleur existant dont les sources de chaleur sont exclusivement fossiles par une ou plusieurs sources de chaleur essentiellement neutres en CO<sub>2</sub>;
- c. l'ajout d'une ou plusieurs sources de chaleur essentiellement neutres en CO<sub>2</sub> à une chaudière centrale alimentée aux combustibles fossiles d'un réseau de chaleur existant dont les sources de chaleur sont exclusivement fossiles;
- d. la construction d'un nouveau réseau de chaleur prévoyant également le remplacement d'une chaudière centrale alimentée aux combustibles fossiles d'un réseau de chaleur existant par une ou plusieurs sources de chaleur essentiellement neutres en CO<sub>2</sub>, ou
- e. la construction d'un nouveau réseau de chaleur prévoyant également l'ajout d'une ou plusieurs sources de chaleur essentiellement neutres en CO<sub>2</sub> à une chaudière centrale alimentée aux combustibles fossiles d'un réseau de chaleur existant dont les sources de chaleur sont exclusivement fossiles.

### **2 Définitions**

Au sens de la présente ordonnance, on entend par:

- a. *réseau de chauffage à distance*: réseau de distribution de chaleur composé de sources centrales de chauffage et de consommateurs décentralisés (consommateurs de chaleur);
- b. *consommateur existant*: consommateur de chaleur déjà raccordé à un réseau de chauffage à distance existant avant le début de la mise en œuvre au sens de l'art. 5, al. 2;
- c. *nouvelle construction*: bâtiment en construction au moment du raccordement au réseau de chauffage à distance et qui n'est pas un consommateur existant.

### 3 Exigences relatives au calcul des réductions d'émissions

#### 3.1 Exigences métrologiques

Les projets et les programmes doivent en particulier remplir les exigences métrologiques suivantes:

- a. la consommation de tous les agents énergétiques fossiles de la centrale de chauffe et la consommation d'électricité des pompes à chaleur de cette dernière;
- b. la quantité de chaleur chez tous les consommateurs de chaleur, les quantités concernant les nouvelles constructions et celles concernant les entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub> selon l'art. 96, al. 2, devant être présentées séparément.

#### 3.2 Marges de fonctionnement du système

Les marges de fonctionnement du système du projet ou du programme doivent inclure la centrale de chauffe, le réseau de chaleur et tous les consommateurs, les flux d'énergie injectés ainsi que les émissions dues au projet.

#### 3.3 Scénario de référence

1. Au moins deux scénarios alternatifs plausibles doivent être présentés dans la description du projet ou du programme.
2. Ils doivent décrire au moins les situations suivantes:
  - a. la continuation de la situation existante sans mise en œuvre du projet ou du programme;
  - b. le réseau de chauffage à distance projeté, mais sans les recettes issues des attestations.
3. Les probabilités que ces scénarios se réalisent doivent être précisées dans la description du projet ou du programme, le scénario le plus probable étant choisi comme scénario de référence.

#### 3.4 Calcul des émissions de référence

Les émissions totales annuelles de l'évolution de référence se calculent comme suit:

$$ESR_y = (ESR_{nc,y} + ESR_{ce,y}) * F_{RPC} \quad (1)$$

où:

ESR <sub>y</sub>	Émissions du scénario de référence au cours de l'année y [t éq-CO <sub>2</sub> ]
ESR <sub>nc,y</sub>	Émissions du scénario de référence des nouveaux consommateurs au cours de l'année y [t éq-CO <sub>2</sub> ], cf. équation (2)

$ESR_{ce,y}$	Émissions du scénario de référence des consommateurs existants au cours de l'année $y$ [t éq-CO <sub>2</sub> ], cf. équation (3)
$F_{RPC}$	Facteur de réduction relatif à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC); ce paramètre est égal à 1.  Si de l'électricité est produite à l'aide de la source de chaleur du réseau de chaleur et si elle est rétribuée à prix coûtant du courant injecté, la valeur du paramètre se détermine comme suit:  1. pour les projets RPC antérieurs au 1 <sup>er</sup> janvier 2018, l'exigence minimale applicable à l'utilisation de la chaleur est à mettre en rapport avec l'utilisation totale de la chaleur de l'installation, conformément à l'annexe 1.5 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie (OEn <sup>e</sup> ) <sup>2</sup> , ou  2. pour les projets RPC postérieurs au 1 <sup>er</sup> janvier 2018, l'exigence minimale applicable à l'utilisation de la chaleur est à mettre en rapport avec l'utilisation totale de la chaleur de l'installation, conformément à l'annexe 1.5 de l'ordonnance du 1 <sup>er</sup> novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEn <sup>e</sup> R) <sup>3</sup> .

Les termes individuels se calculent comme suit:

$$ESR_{nc,y} = \sum_i QC_{nc,i,y} * FER_C \quad (2)$$

où:

$QC_{nc,i,y}$  Estimation de la quantité de chaleur qui sera fournie aux nouveaux consommateurs au cours de l'année  $y$  [MWh]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4.2

$i$  Tous les nouveaux consommateurs, à l'exclusion des nouvelles constructions et des entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub> en vertu de l'art. 96, al. 2

$FER_C$  Facteur d'émission global du réseau de chauffage à distance = 0,22 t éq-CO<sub>2</sub>/MWh

$$ESR_{ce,y} = \sum_k QC_{ce,k,y} * 1/(1-PR) * FE * FR_y \quad (3)$$

où:

$QC_{ce,k,y}$  Quantité de chaleur qui sera vraisemblablement fournie à des consommateurs existants au cours de l'année  $y$  [MWh]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4.2

$k$  Tous les consommateurs de chaleur existants à l'exclusion des entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub>

<sup>2</sup> RS 730.01

<sup>3</sup> RS 730.03

FR <sub>y</sub>	Facteur de référence de l'année y: il vaut 100 % si l'année y > se situe dans la période des 20 années consécutives à l'année d'installation de l'ancienne chaudière, sinon 70 %.
PR	Déduction globale de 10 % pour les pertes de chaleur du réseau
FE <sub>cc</sub>	Facteur d'émission du réseau de chauffage à distance dépendant de la nature de la chaudière centrale à remplacer: le facteur d'émission vaut FE <sub>1gaz</sub> / 90 % lorsqu'on remplace une chaudière à gaz naturel le facteur d'émission vaut FE <sub>1HC</sub> / 85 % lorsqu'on remplace une chaudière à huile de chauffage
FE <sub>1gaz</sub>	Facteur d'émission du gaz naturel selon l'annexe 10 converti en t éq-CO <sub>2</sub> /MWh. Pour la conversion des t éq-CO <sub>2</sub> /TJ en t éq-CO <sub>2</sub> /MWh, il convient d'utiliser le facteur 0,0036 TJ/MWh
FE <sub>1HC</sub>	Facteur d'émission de l'huile de chauffage; il vaut 2,65 t éq-CO <sub>2</sub> /MWh
FE <sub>él</sub>	Facteur d'émission de l'électricité; il vaut 29,8 * 10 <sup>-6</sup> t éq-CO <sub>2</sub> /kWh

### 3.5 Calculs des émissions du projet ou du programme

Les émissions annuelles du projet ou les émissions annuelles de chacun des projets du programme se calculent comme suit:

$$EP_y = FE_{2HC} * Q_{HC,y} + FE_{2gaz} * Q_{gaz,y} + FE_{él} * Q_{él,y} \quad (4)$$

où:

EP <sub>y</sub>	Émissions du projet ou du projet de programme attendues au cours de l'année y [t éq-CO <sub>2</sub> ]
Q <sub>HC,y</sub>	Consommation d'huile de chauffage attendue au cours de l'année y pour l'exploitation de la centrale de chauffe [l]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4.
Q <sub>gaz,y</sub>	Consommation de gaz attendue au cours de l'année y pour l'exploitation de la centrale de chauffe [Nm <sup>3</sup> ]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4.
Q <sub>él,y</sub>	Consommation d'énergie électrique attendue au cours de l'année y pour l'exploitation des pompes à chaleur de la centrale de chauffe [kWh]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4.
FE <sub>2gaz</sub>	Facteur d'émission du gaz naturel selon l'annexe 10 converti en t éq-CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> ou en t éq-CO <sub>2</sub> /MWh selon l'unité employée pour Q <sub>gaz</sub> . Pour la conversion des t éq-CO <sub>2</sub> /TJ en t éq-CO <sub>2</sub> /MWh, il convient d'utiliser le facteur 0,0036 TJ/MWh.
FE <sub>2HC</sub>	Facteur d'émission de l'huile de chauffage; il vaut 2,65 t éq-CO <sub>2</sub> /1000 l

### 3.6 Calcul des réductions d'émissions

Pour les projets ou les projets de programmes, les réductions annuelles des émissions se calculent comme suit:

$$RE_y = ESR_y - EP_y \quad (5)$$

où:

$RE_y$	Réductions d'émissions au cours de l'année y [t éq-CO <sub>2</sub> ]
$ESR_y$	Émissions dans le scénario de référence au cours de l'année y [t éq-CO <sub>2</sub> ]
$EP_y$	Émissions du projet de réseau de chauffage à distance pour l'année y [t éq-CO <sub>2</sub> ]

## 4 Exigences relatives au plan de suivi

1. Pour les projets et programmes visés par la présente annexe, les résultats de mesure mentionnés aux ch. 4.1 à 4.6, les justificatifs et les exigences doivent être pris en compte dans le rapport de suivi.
2. Le calcul des réductions d'émissions doit s'effectuer sur la base des résultats de mesure.

### 4.1 Liste des consommateurs de chaleur avec fourniture de chaleur attestée

1. Une liste de tous les consommateurs de chaleur avec indication de la quantité de chaleur qui leur a été fournie en MWh durant la période de suivi doit être jointe au rapport de suivi; la quantité de chaleur en MWh doit être ventilée par année civile. La mesure est effectuée conformément au ch. 4.2.
2. S'agissant des nouvelles constructions, il sera indiqué en outre leur nom et adresse.
3. S'agissant des entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub> en vertu de l'art. 96, al. 2, il sera indiqué en outre:
  - a. leur nom et adresse, et
  - b. les émissions du scénario de référence en t éq-CO<sub>2</sub> pour chaque entreprise.
4. Les émissions visées au ch. 3, let. b, se calculent comme suit:

$$ESR_{entreprise,nc,m,y} = QC_{entreprise,nc,m,y} * FER_C$$

où:

$QC_{entreprise,nc,i,y}$	Quantité de chaleur fournie par le nouveau réseau de chauffage à distance à l'entreprise exemptée de la taxe sur le CO <sub>2</sub> m au cours de l'année y [MWh].
--------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

FE <sub>RC</sub>	Facteur d'émission global du réseau de chauffage à distance = 0,24 t éq-CO <sub>2</sub> /MWh
$ESR_{entreprise,ce,n,y} = QC_{entreprise,nc,n,y} * FE * FR_y * 1/(1-PR)$	
où:	
QC <sub>entreprise,ce,n,y</sub>	Quantité de chaleur fournie par le réseau de chauffage à distance existant à l'entreprise exemptée de la taxe sur le CO <sub>2</sub> n au cours de l'année y [MWh]
FR <sub>y</sub>	Facteur de référence de l'année y; il vaut 100 % si l'année y se situe dans la période des 20 années consécutives à l'année d'installation de l'ancienne chaudière, sinon 70 %
PR	Déduction globale de 10 % pour les pertes de chaleur du réseau
FE	Facteur d'émission du réseau de chauffage à distance dépendant de la nature de la chaudière centrale à remplacer: le facteur d'émission vaut FE <sub>gaz</sub> / 90 % lorsqu'on remplace une chaudière à gaz naturel le facteur d'émission vaut FE <sub>HC</sub> / 85 % lorsqu'on remplace une chaudière à huile de chauffage
FE <sub>gaz</sub>	Facteur d'émission du gaz naturel au sens de l'annexe 10 converti en t éq-CO <sub>2</sub> /MWh. Pour la conversion des t éq-CO <sub>2</sub> /TJ en t éq-CO <sub>2</sub> /MWh, il convient d'utiliser le facteur 0,0036 TJ/MWh
FE <sub>HC</sub>	Facteur d'émission de l'huile de chauffage; il vaut 2,65 t éq-CO <sub>2</sub> /MWh
FE <sub>él</sub>	Facteur d'émission de l'électricité; il vaut 29,8 * 10 <sup>-6</sup> t éq-CO <sub>2</sub> /kWh

## 4.2 Quantité de chaleur mesurée chez les consommateurs

La mesure de la quantité de chaleur fournie (QC<sub>nc,1,y</sub>) (QC<sub>ce,1,y</sub>) aux nouveaux consommateurs et aux consommateurs existants doit remplir les conditions suivantes:

- il est mesuré la quantité de chaleur fournie au cours de l'année y au consommateur *l*;
- les données sont collectées au moyen d'un compteur de chaleur;
- le résultat de la mesure est exprimé en mégawatt-heures [MWh];
- la mesure est effectuée en continu;
- l'assurance qualité est effectuée conformément aux exigences de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure (OIMes)<sup>4</sup> et aux dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police (DFJP);

<sup>4</sup> RS 941.210



- f. la mesure est effectuée au point de fourniture de la chaleur au consommateur.

### 4.3 Âge de la chaudière remplacée

La détermination du facteur de référence prend en compte de l'année de fabrication ou l'année d'installation de la chaudière alimentée aux combustibles fossiles remplacée ou complétée.

### 4.4 Consommation d'huile de chauffage

La mesure de la consommation d'huile de chauffage ( $Q_{HC,y}$ ) doit remplir les conditions suivantes:

- a. il est mesuré la consommation d'huile de chauffage au cours de l'année  $y$  pour l'exploitation de la centrale de chauffe;
- b. les données sont collectées au moyen d'un compteur à mazout ou d'un bilan des stocks d'huile de chauffage;
- c. le résultat de la mesure est exprimé en litres [l];
- d. la mesure est effectuée par période de suivi ou, si cette dernière ne correspond pas à l'année civile, par année civile;
- e. l'assurance qualité est effectuée par le calibrage du compteur à mazout; à défaut, il est effectué une plausibilisation au moyen de sources de données alternatives.

### 4.5 Consommation de gaz

La mesure de la consommation de gaz ( $Q_{gaz,y}$ ) doit remplir les conditions suivantes:

- a. il est mesuré la consommation de gaz au cours de l'année  $y$  pour l'exploitation de la centrale de chauffe;
- b. les données sont collectées au moyen d'un compteur à gaz;
- c. le résultat de la mesure est exprimé en mètres cubes normalisés [Nm<sup>3</sup>];
- d. la mesure est effectuée en continu;
- e. l'assurance qualité est effectuée conformément aux exigences de l'OIMes et aux dispositions d'exécution correspondantes du DFJP.

### 4.6 Énergie électrique

La mesure de l'énergie électrique ( $Q_{el,y}$ ) doit remplir les conditions suivantes:

- a. il est mesuré la consommation d'énergie électrique au cours de l'année  $y$  pour l'exploitation des pompes à chaleur de la centrale de chauffe;

- 
- b. les données sont collectées au moyen d'un compteur électrique;
  - c. le résultat de la mesure est exprimé en kilowatt-heures [kWh] ou en mégawatt-heures [MWh];
  - d. la mesure est effectuée en continu,
  - e. l'assurance qualité est effectuée conformément aux dispositions de l'OIEMes et aux dispositions d'exécution correspondantes du DFJP.

*Annexe 3b*  
(art. 6, al. 2<sup>bis</sup>)

## **Exigences relatives au calcul des réductions d'émissions et au plan de suivi pour les projets et les programmes portant sur le gaz de décharge**

### **1 Champ d'application**

Les exigences de la présente annexe s'appliquent aux projets et programmes portant sur le gaz de décharge lorsque:

- a. ceux-ci concernent des décharges ou anciennes décharges émettant du méthane en l'absence de traitement du gaz pauvre prévu et disposant d'une proportion suffisamment élevée de déchets organiques;
- b. le traitement du gaz pauvre prévu n'est pas déjà prescrit par une loi ou une décision, et que
- c. le traitement du gaz pauvre prévu correspond au moins à l'état de la technique et est optimisé en ce qui concerne les compositions actuelle et future du gaz de décharge.

### **2 Définitions**

Au sens de la présente annexe, on entend par:

- a. *efficacité de brûlage à la torche (EB)*: fraction de méthane effectivement brûlée par torchage ou oxydée d'une manière générale lors de procédés de traitement du gaz;
- b. *dégradation aérobie*: dégradation microbologique des matières organiques en conditions aérobies;
- c. *dégradation anaérobie*: dégradation microbologique des matières organiques en conditions anaérobies;
- d. *décharge*: installation de traitement des déchets où des déchets sont stockés définitivement et sous surveillance;
- e. *gaz de décharge*: gaz formé par dégradation biologique de substances organiques contenues dans les décharges;
- f. *fonctionnement intermittent de la torche*: combustion intermittente de gaz de décharge en raison d'une teneur en méthane trop faible;
- g. *facteur d'oxydation (OX)*: fraction de méthane du gaz de décharge, qui s'oxyde dans la couche superficielle de la décharge avant de s'échapper dans l'atmosphère;
- h. *efficacité d'aspiration (EA)*: fraction de gaz de décharge captée à l'aide d'une installation de dégazage;

- i. *traitement du gaz pauvre*: installation d'oxydation d'un gaz de décharge d'une teneur en méthane inférieure à 25 % vol. L'oxydation peut s'effectuer dans une torche ou un autre dispositif technique;
- j. *installations de dégazage existantes*: systèmes de capture du gaz de décharge devant être utilisés pour alimenter le système de traitement du gaz pauvre et qui ont existé avant le début de la mise en œuvre au sens de l'art. 5, al. 2;
- k. *nouvelles installations de dégazage*: systèmes de capture du gaz de décharge non encore capté devant être utilisés pour alimenter le système de traitement du gaz pauvre et qui sont créés après le début de la mise en œuvre au sens de l'art. 5, al. 2.

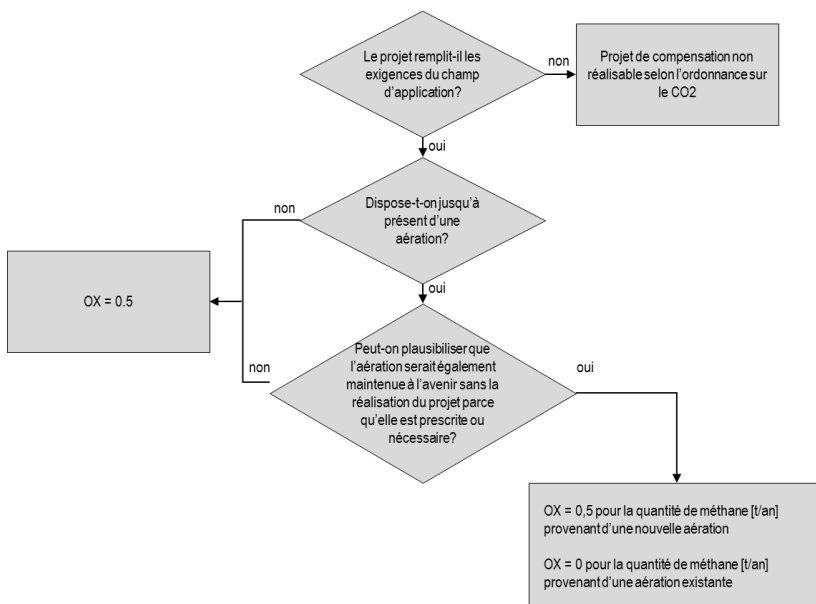
### **3 Exigences relatives au calcul des réductions d'émissions**

#### **3.1 Marges de fonctionnement du système**

1. La décharge et les émissions fossiles du traitement du gaz pauvre doivent être contenues à l'intérieur des marges de fonctionnement du système du projet ou du programme.
2. Les voies d'acheminement des déchets mis en décharge doivent se situer en dehors des marges de fonctionnement du système.

#### **3.2 Choix d'un facteur d'oxydation**

Le facteur d'oxydation (OX) est un paramètre indispensable au calcul des réductions d'émissions. Le choix de sa valeur découle de l'arbre de décision suivant:



### 3.3 Calcul ex-ante des réductions d'émissions

Les réductions d'émissions ex-ante peuvent être déterminées à partir des mesures effectuées durant les dernières années (un à trois ans) ou calculées comme suit:

$$RE_{ex-ante,y,torche} = (EB - OX) * EA * FOD_{CH_4,y} * PRP_{eff,CH_4} - EP_y \quad (1)$$

où:

$RE_{ex-ante,y,torche}$  Réductions d'émissions estimées en cas de traitement du gaz pauvre au cours de l'année y [t éq-CO<sub>2</sub>]

$PRP_{eff,CH_4}$  Potentiel de réchauffement planétaire effectif du méthane (22,25 t éq-CO<sub>2</sub>/tCH<sub>4</sub>)

EB Efficacité de brûlage à la torche

OX Facteur d'oxydation

EA Efficacité d'aspiration

$FOD_{CH_4,y}$  Quantité de méthane, calculée à l'aide d'une formule «*First Order Decay*», générée dans la décharge durant l'année y [t CH<sub>4</sub>]; cf. formule (2)

$EP_y$  Émissions générées par le projet au cours de l'année y

$$FOD_{CH_4,y} = (16/12) * F * DOC_f * \sum_x \sum_j D_{j,x} * DOC_j * \text{Exp}(-k_j(y-x)) * (1 - \text{Exp}(-k_j)) \quad (2)$$

où:

y	Année sur laquelle porte le calcul des émissions de méthane
x	Année au cours de laquelle la décharge a été remplie avec une certaine quantité de déchets $D_{j,x}$ de catégorie j, se situant dans la période AO à y
16/12	Quotient des masses moléculaires du CH <sub>4</sub> et du C
F	= 0,5; fraction de méthane dans le mélange de méthane et de dioxyde de carbone du gaz de décharge
DOC <sub>f</sub>	Fraction du carbone biologiquement dégradé en conditions anaérobies [% masse]
$D_{j,x}$	Quantité de déchets de catégorie j mis en décharge durant l'année x [t déchets]
AO	Année d'ouverture de la décharge, soit la première année au cours de laquelle des déchets ont été stockés
j	Catégorie de déchets
DOC <sub>j</sub>	Fraction de carbone organique dégradé de la catégorie de déchets correspondante [t C/t déchets]
$k_j$	Constante de dégradation de la catégorie de déchets correspondante j [ans <sup>-1</sup> ]

### 3.4 Calcul ex-post des réductions d'émissions

Pour les nouvelles installations de dégazage et les installations de dégazage existantes, la réduction de méthane est déterminée ex-post de la manière suivante:

$$RE_{ex-post,y,torche} = (EB - OX) * PRP_{eff,CH_4} * V_{GD,y} * c_{CH_4} * D_{CH_4} - EP_y \quad (3)$$

où:

$RE_{ex-post,y,torche}$	Réductions d'émissions imputables, déterminées ex-post à l'aide des émissions mesurées durant le traitement du gaz pauvre au cours de l'année y [t éq-CO <sub>2</sub> ]
EB	Efficacité de brûlage à la torche
OX	Facteur d'oxydation
$PRP_{eff,CH_4}$	Potentiel de réchauffement planétaire du méthane (22,25 t éq-CO <sub>2</sub> /tCH <sub>4</sub> )
$V_{GD,y}$	Débit volumique du gaz de décharge mesuré à l'entrée du traitement du gaz pauvre durant l'année y [Nm <sup>3</sup> ]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4

---

$C_{CH_4}$	Teneur en méthane du gaz de décharge [% vol.]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4
$D_{CH_4}$	Densité du méthane aux conditions standard (0,0007202 t CH <sub>4</sub> /Nm <sup>3</sup> )
$EP_y$	Émissions générées par le projet au cours de l'année y

### 3.5 Calcul des émissions générées par le projet

Les émissions générées par le projet lors du traitement du gaz pauvre sont calculées comme suit à partir des agents énergétiques utilisés:

$$EP_y = FE_{gaz} * Q_{gaz,y} \quad (4)$$

où:

$FE_{gaz}$  Facteur d'émission du gaz utilisé [t éq-CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4

$Q_{gaz,y}$  Consommation de gaz attendue au cours de l'année y [Nm<sup>3</sup>]; dans le suivi, ce paramètre est remplacé par la valeur mesurée selon le ch. 4

## 4 Exigences relatives au plan de suivi

1. Pour les projets et programmes visés par la présente annexe, les résultats de mesure mentionnés aux ch. 4.1 à 4.6 et les justificatifs doivent être joints au rapport de suivi.
2. Le calcul des réductions d'émissions doit être justifié sur la base des résultats de mesure.

### 4.1 Efficacité de brûlage à la torche

Dans le rapport de suivi, le choix de la valeur de l'efficacité de brûlage à la torche (EB) est effectué comme suit:

- a. il est déterminé la fraction de méthane effectivement brûlée par torchage ou oxydée d'une manière générale lors de procédés de traitement du gaz;
- b. la procédure suivante s'applique:
  1. une valeur par défaut de 90 % est utilisée pour l'efficacité de combustion d'une torche fermée,
  2. les requérants peuvent utiliser les données fournies par le fabricant s'il peut être démontré qu'elles sont respectées,
  3. les requérants peuvent effectuer leurs propres mesures;
- c. l'efficacité de brûlage à la torche doit être exprimée en proportions [%];
- d. le choix de la valeur doit s'effectuer annuellement.

## 4.2 Débit volumique du gaz de décharge

La détermination du débit volumique ( $V_{GD,y}$ ) doit remplir les conditions suivantes:

- il est déterminé le débit volumique du gaz de décharge;
- les données sont collectées au moyen d'instruments de mesure permettant de déterminer le débit volumique;
- le résultat de la détermination est exprimé en mètres cubes normalisés [Nm<sup>3</sup>];
- la détermination est effectuée en continu;
- le type et la durée de l'intervalle d'étalonnage des instruments de mesure doivent être définis dans le premier rapport de suivi.

## 4.3 Teneur en méthane du gaz de décharge

La mesure de la teneur en méthane ( $c_{CH_4}$ ) doit remplir les conditions suivantes:

- il est mesuré la teneur en méthane du gaz de décharge;
- les données sont collectées au moyen d'un capteur de méthane;
- le résultat de la mesure est exprimé en pour-cent volumétriques [% vol.];
- la mesure est effectuée en continu;
- le type et la durée de l'intervalle d'étalonnage des instruments de mesure doivent être définis dans le premier rapport de suivi.

## 4.4 Nouvelles installations de dégazage

La manière dont le système de capture a été modifié et les installations de dégazage considérées comme nouvelles au sens du ch. 2, let. k, doivent être indiquées de manière claire.

## 4.5 Facteur d'émission du gaz

Le choix de la valeur du facteur d'émission du gaz utilisé ( $FE_{\text{gaz}}$ ) doit remplir les conditions suivantes:

- les données sont collectées au moyen de l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse ou d'une publication équivalente. Pour le gaz liquide (butane, propane), il convient d'utiliser l'annexe 10;
- la valeur est exprimée en tonnes d'équivalents de dioxyde de carbone par mètre cube normalisé [t éq-CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>] ou en tonnes d'équivalent-dioxyde de carbone par tonne [t éq-CO<sub>2</sub>/t] dans le cas du gaz liquide (butane, propane).



#### 4.6 Consommation de gaz

La détermination de la consommation de gaz ( $Q_{\text{gaz},y}$ ) doit remplir les conditions suivantes:

- a. il est déterminé la consommation de gaz lors du traitement du gaz pauvre au cours de l'année  $y$ ;
- b. les données sont collectées au moyen d'instruments de mesure permettant de déterminer le débit volumique ou au moyen des bons de livraison des bouteilles de gaz;
- c. le résultat de la mesure est exprimé en mètres cubes normalisés [Nm<sup>3</sup>] ou en nombre de bouteilles de gaz livrées avec indication de leur contenu [l];
- d. la mesure est effectuée en continu ou au moment de la livraison de chaque nouvelle bouteille de gaz;
- e. l'assurance qualité est effectuée selon les données du fabricant.

*Annexe 11*  
(art. 94, al. 2)

## Tarif de la taxe sur le CO<sub>2</sub> appliquée aux combustibles: 96 francs par tonne de CO<sub>2</sub>

No du tarif des douanes <sup>5</sup>	Désignation de la marchandise	Montant de la taxe en francs
		par 1000 kg
2701.	Houille; briquettes et autres combustibles solides tirés de la houille:	
	– houille, même sous forme de poudre, mais non agglomérée:	
1100	– – anthracite	226.60
1200	– – houille bitumineuse	226.60
1900	– – autres houilles	226.60
2000	– briquettes et autres combustibles solides tirés de la houille	226.60
2702.	Lignite, même agglomérés, sauf le jais:	
1000	– lignite, même sous forme de poudre, mais non aggloméré	217.90
2000	– lignite, aggloméré	217.90
2704.0000	Cokes et semi-cokes, de houille, de lignite ou de tourbe, même agglomérés; charbon de cornue	272.60
		par 1000 l à 15 °C
2710.	Huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux, autres que les huiles brutes; préparations non dénommées ni comprises ailleurs, contenant en poids 70 % ou plus d'huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux et dont ces huiles constituent l'élément de base; déchets d'huiles:	
	– huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux (autres que les huiles brutes) et préparations non dénommées ni comprises ailleurs, contenant en poids 70 % ou plus d'huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux et dont ces huiles constituent l'élément de base, autres que celles contenant du biodiesel et autres que les déchets d'huiles:	
	– – huiles légères et préparations:	
	– – – destinées à d'autres usages:	
1291	– – – – essence et ses fractions	222.70
1292	– – – – <i>white spirit</i>	222.70
1299	– – – – autres	222.70
	– – – autres:	
	– – – destinées à d'autres usages:	
1991	– – – – pétrole	241.00
1992	– – – – huiles de chauffage:	
	– – – – – extra-légère	254.40
		par 1000 kg
	– – – – – moyenne et lourde	304.30
1999	– – – – autres distillats et produits:	
	– – – – – gazole	254.40
		par 1000 l à 15 °C

<sup>5</sup> RS 632.10, annexe

N° du tarif des douanes	Désignation de la marchandise	Montant de la taxe en francs
		par 1000 kg
	– – – autres	304.30
		par 1000 l à 15 °C
	– – – – gazole	254.40
		par 1000 kg
	– – – autres	304.30
		par 1000 l à 15 °C
	– huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux (autres que les huiles brutes) et préparations non dénommées ni comprises ailleurs, contenant en poids 70 % ou plus d'huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux et dont ces huiles constituent l'élément de base, contenant du biodiesel, autres que les déchets d'huiles:	
2090	– destinées à d'autres usages (seulement part fossile)	254.40
2711.	Gaz naturel et autres hydrocarbures gazeux:	
	– liquéfiés:	
	– – gaz naturel:	
1190	– – – autre	115.20
	– – propane:	
1290	– – – autre	145.90
	– – butane:	
1390	– – – autres	169.00
	– – éthylène, propylène, butylène et butadiène:	
1490	– – – autres	187.20
	– – autres:	
1990	– – – autres	187.20
		par 1000 kg
	– à l'état gazeux:	
	– – gaz naturel:	
2190	– – – autre	255.40
	– – autres:	
2990	– – – autres	268.80
2713.	Cokes de pétrole, bitumes de pétrole et autres résidus de pétrole ou d'huiles de minéraux bitumineux:	
	– cokes de pétrole:	
1100	– – non calcinés	279.40
1200	– – calcinés	279.40
		par 1000 à 15 C
2905.	Alcools acycliques et leurs dérivés halogénés, sulfonés, nitrés ou nitrosés:	
	– monoalcools saturés:	
	– – méthanol (alcool méthylique):	
1190	– – – autres (seulement part fossile)	104.60
3826.	Biodiesel et ses mélanges, ne contenant pas d'huiles de pétrole ni de minéraux bitumineux ou en contenant moins de 70 % en poids:	
0090	– autres (seulement part fossile)	254.40
...	Combustibles issus d'autres produits de base fossiles	222.70

