



21.09.2018

---

# Rapport explicatif concernant la révision de l'ordonnance sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

Paquet d'ordonnances environnementales de l'automne 2018

---

No de référence : R263-0109

## Table des matières

1	Introduction.....	3
2	Grandes lignes du projet.....	4
3	Relation avec le droit européen .....	4
4	Commentaires relatifs aux différentes dispositions .....	5
4.1	Art. 6, al. 2 <sup>bis</sup> .....	5
4.2	Art. 7, al. 3 (nouveau) et art. 9, al. 6 (nouveau).....	5
4.3	Art. 9, al. 5.....	5
4.4	Art. 11, al. 4.....	5
4.5	Art. 91, al. 1.....	5
4.6	Art. 102, al. 2.....	5
4.7	Art. 135, let. f.....	6
4.8	Annexe 3a.....	6
4.9	Annexe 3b.....	10
5	Conséquences.....	17
5.1	Conséquences pour la Confédération.....	17
5.2	Conséquences pour les cantons.....	17
5.3	Conséquences pour l'économie.....	17

## 1 Introduction

---

Depuis 2013, les importateurs et les fabricants de carburants fossiles doivent compenser une partie des émissions de CO<sub>2</sub> générées par l'utilisation énergétique des carburants par des mesures prises à l'intérieur du pays. En 2015, le Contrôle fédéral des finances (CDF) a examiné la gestion de l'obligation de compenser dans le cadre de l'exécution<sup>1</sup>. Il a regretté l'absence de contraintes en ce qui concerne les directives relatives aux demandes liées aux projets de compensation. Les requérants peuvent en effet s'écarter des directives lorsqu'ils peuvent se justifier. Cette possibilité conduit à une multitude de formats et de calculs pour des projets de même type. C'est pourquoi le CDF a recommandé de rendre obligatoires certaines prescriptions afin de réduire les coûts de développement de projets de compensation et d'améliorer l'égalité de traitement des requérants par les organes de contrôle et l'Office fédéral de l'environnement (OFEV). Par la présente révision de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> (RS 641.711) deux types de prescriptions sont édictées : d'une part on pose des exigences aux calculs des réductions d'émissions et aux plans de suivi pour des projets relatifs aux réseaux de chauffage à distance et au gaz de décharge. Par ailleurs, toutes les demandes doivent se faire selon un même modèle et donc être remises dans un format uniforme.

Il ressort en outre de la pratique en matière d'exécution que divers délais doivent être adaptés notamment ceux concernant le respect de l'obligation de compenser, le dépôt du premier rapport de suivi et la détermination du début de la nouvelle période de crédit pour les projets ayant subi une importante modification.

---

<sup>1</sup> EFK, 2016 : Prüfung der CO<sub>2</sub>-Kompensation in der Schweiz, Bundesamt für Umwelt. EFK-15374. (Résumé en français : « L'essentiel en bref »)

## 2 Grandes lignes du projet

---

Par la présente révision de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, certaines prescriptions relatives aux projets de compensation menés en Suisse deviennent contraignantes : ainsi l'art. 6, al. 2<sup>bis</sup> prescrit des méthodes concernant le calcul des réductions d'émissions et le plan de suivi relativement aux réseaux de chauffage à distance et au gaz de décharge. Les méthodes sont présentées à l'annexe 3a pour les réseaux de chauffage à distance et 3b pour le gaz de décharge. Les projets qui n'entrent pas dans le champ d'application de l'annexe 3a, ch. 1, et de l'annexe 3b, ch. 1, peuvent, comme jusqu'à présent, utiliser leurs propres méthodes. Les deux annexes ont été élaborées sur la base des expériences faites durant l'exécution et sont fondées sur des méthodes standard déjà publiées par l'OFEV<sup>2</sup>, mais dont l'utilisation n'était pas encore obligatoire.

L'art. 7, al. 3 et l'art. 9, al. 6 donnent à l'OFEV la compétence de définir la forme du dossier de demande concernant les projets de compensation réalisés en Suisse.

Les délais qui ne se sont pas avérés optimaux au cours de l'exécution sont adaptés. Cela concerne la périodicité du suivi et des rapports de vérification qui doivent être remis pour la première fois après trois ans et ensuite seulement tous les trois ans (art. 9, al. 5) ainsi que le moment du début de la nouvelle période de crédit liée à des modifications importantes (art. 11, al. 4) et de celui du respect de l'obligation de compenser, la remise du rapport annuel des personnes soumises à l'obligation de compenser étant fixée désormais au 1<sup>er</sup> octobre de l'année suivante au lieu du 1<sup>er</sup> juin (art. 91, al. 1).

Dans le cadre de la présente modification d'ordonnance, les émoluments de remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> sont en outre réduits (art. 102). La période d'engagement courante a montré qu'en raison de l'expérience acquise par les requérants et l'administration ainsi que de la standardisation des demandes de remboursement, le coût du traitement de celles-ci a diminué et n'est plus supérieur aujourd'hui à celui d'affaires similaires (p. ex. remboursement de la taxe sur les huiles minérales). Ainsi la demande de réduction des émoluments formulée par les entreprises ayant droit au remboursement est justifiée. L'Administration fédérale des douanes (AFD) a examiné la question de savoir si l'émolument *ad valorem* actuel (émolument en % du montant remboursé) pouvait être remplacé par un émolument dépendant des coûts de traitement de la demande. Un changement de système entraînerait toutefois des coûts plus élevés, c'est pourquoi il y est renoncé. Les procédures de prélèvement et de remboursement de ladite taxe par l'AFD restent inchangées.

## 3 Relation avec le droit européen

---

La Suisse n'ayant signé aucun accord avec l'Union européenne (UE) dans les domaines précités, elle n'est pas tenue d'adapter sa législation à celle de l'UE. Par conséquent, la relation actuelle avec le droit européen n'est pas touchée par les modifications prévues.

---

<sup>2</sup> Office fédéral de l'environnement (éd.) 2017 : Projets et programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse. Un module de la Communication de l'OFEV en sa qualité d'autorité d'exécution de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>. 3<sup>e</sup> édition actualisée, janvier 2017 ; 1<sup>re</sup> édition 2013. L'environnement pratique n° 1315 : 88 p. ([www.bafu.admin.ch/uv-1315-f](http://www.bafu.admin.ch/uv-1315-f))

## 4 Commentaires relatifs aux différentes dispositions

### 4.1 Art. 6, al. 2<sup>bis</sup>

Par cette nouvelle réglementation, des méthodes concernant le calcul des réductions d'émissions et le plan de suivi relativement à certains projets et programmes sont rendues obligatoires. Cela concerne les projets et programmes relatifs aux réseaux de chauffage à distance et au gaz de décharge, qui doivent désormais utiliser les méthodes figurant aux annexes 3a et 3b pour calculer et prouver les réductions d'émissions, lorsqu'ils entrent dans le champ d'application de l'annexe 3a, ch. 1, et de l'annexe 3b, ch. 1. Cette standardisation réduit d'un côté les coûts de développement pour les requérants et améliore d'un autre côté l'égalité de traitement des développeurs de projets. Les méthodes sont fondées sur les résultats des expériences tirées de l'exécution, les avis exprimés durant la consultation et les méthodes standard déjà publiées (annexes de la communication de l'OFEV intitulée « Projets et programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse »).

Les projets et programmes qui n'entrent pas dans le champ d'application décrit peuvent, comme jusqu'à maintenant, utiliser leurs propres méthodes.

### 4.2 Art. 7, al. 3 (nouveau) et art. 9, al. 6 (nouveau)

Désormais les demandes doivent être déposées au moyen de documents modèles dont le format a été défini par l'OFEV. Il s'agit des documents de l'OFEV déjà connus, mais dont l'utilisation est rendue obligatoire. Ils ne contiennent aucune exigence ou obligation matérielle supplémentaire pour lesquelles il n'existe pas déjà une base légale.

### 4.3 Art. 9, al. 5

Désormais le délai de remise d'un rapport de suivi est fixé de manière uniforme à trois ans. Les réseaux de chauffage à distance en particulier devaient souvent demander une prolongation de délai pour la remise du premier rapport de suivi pour lequel le délai était jusqu'à présent plus court. Par là même on va dans le sens des attentes des développeurs de projets et on simplifie le système.

### 4.4 Art. 11, al. 4

Après une nouvelle validation nécessaire en raison d'une modification importante, ce n'est désormais plus la date de la décision concernant l'adéquation qui est considérée comme le début de la nouvelle période de crédit, mais la date d'entrée en vigueur de ladite modification. Ainsi il est exclu qu'un retard dans la prise de décision concernant l'adéquation entraîne une prolongation artificielle de la période de crédit.

### 4.5 Art. 91, al. 1

Le délai pour remplir l'obligation de compenser est décalé du 1<sup>er</sup> juin au 1<sup>er</sup> octobre. L'expérience acquise au cours de l'exécution a montré que la quantité de CO<sub>2</sub> à compenser peut seulement être constatée vers la fin avril voire même le plus souvent début mai. Le délai du 1<sup>er</sup> juin n'est donc souvent pas suffisant pour les entreprises soumises à l'obligation de compenser. En particulier les importateurs de carburant soumis pour la première fois à l'obligation de compenser ne sont pratiquement pas en mesure de respecter ce délai, raison pour laquelle des prolongations ont souvent dû être accordées. Une prolongation générale du délai au 1<sup>er</sup> octobre doit permettre de remédier à cette situation.

### 4.6 Art. 102, al. 2

L'AFD prélève un émolument lors du remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> conformément à la législation sur les huiles minérales. L'expérience a montré que l'émolument *ad valorem* actuel (émolument en % du montant remboursé) est pertinent. Il est donc conservé, mais le maximum est réduit à 500 francs, le traitement de la question étant désormais plus simple. La procédure relative au prélèvement et aux rapports n'est donc pas modifiée.

#### 4.7 Art. 135, let. f

En ce qui concerne les méthodes décrites aux annexes 3a et 3b, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) doit avoir la possibilité d'adapter de son propre chef des paramètres techniques comme les facteurs d'émission ou les prix de l'énergie à l'évolution actuelle. L'expérience acquise au cours de l'exécution et de la pratique ainsi que les retours d'informations que ces dernières ont pu susciter peuvent également être à l'origine d'adaptations opérées par le DETEC. Cette possibilité vaut en particulier pour les remarques formulées par les requérants ainsi que les organismes de validation et de vérification, avec lesquels le secrétariat Compensation de l'OFEV et de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) est en contact régulier.

#### 4.8 Annexe 3a

L'annexe présente les exigences posées au calcul de la réduction d'émissions et au plan de suivi de réseaux de chauffage à distance donnés.

##### 1 Champ d'application

La méthode s'applique aux nouveaux réseaux de chauffage à distance produisant principalement de la chaleur neutre en CO<sub>2</sub> et aux réseaux de chaleur existants exclusivement alimentés aux combustibles fossiles dans lesquels une seule chaudière aux combustibles fossiles est remplacée par une source de chaleur essentiellement neutre en CO<sub>2</sub>. Par « essentiellement », on entend que les agents énergétiques fossiles ne sont utilisés que pour couvrir des besoins de pointe et à la rigueur pour le régime d'été. Le remplacement d'une chaudière centrale peut également être lié à une densification ou une extension d'un réseau de chaleur existant. Selon les cas, certains termes de la formule (1) peuvent être égaux à zéro.

##### 3.2 Marges du système de fonctionnement

Pour l'évolution de référence, on appliquera les marges du système de fonctionnement ci-après selon qu'il s'agit d'un nouveau réseau de chauffage à distance ou d'un réseau existant :

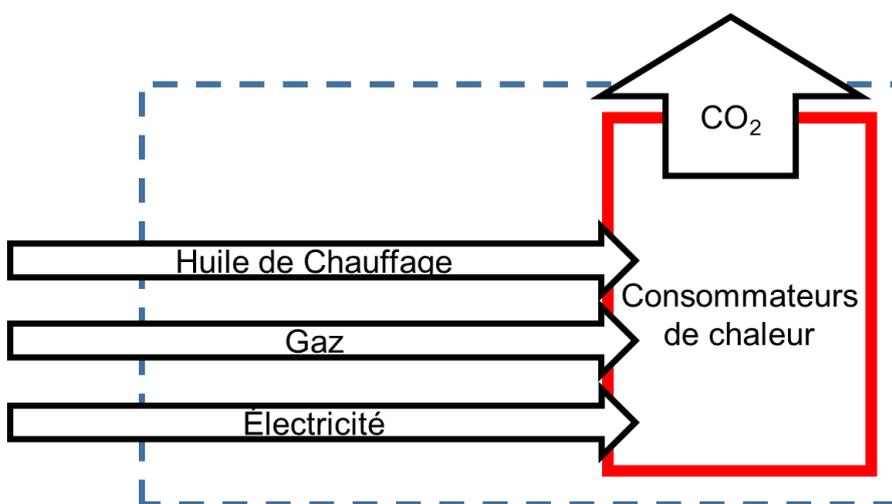


Figure 1 : Marges de fonctionnement du système pour le scénario de référence pour un nouveau réseau de chauffage à distance : dans l'évolution de référence, les consommateurs de chaleur continuent de chauffer individuellement au à l'huile de chauffage, au gaz ou à l'électricité

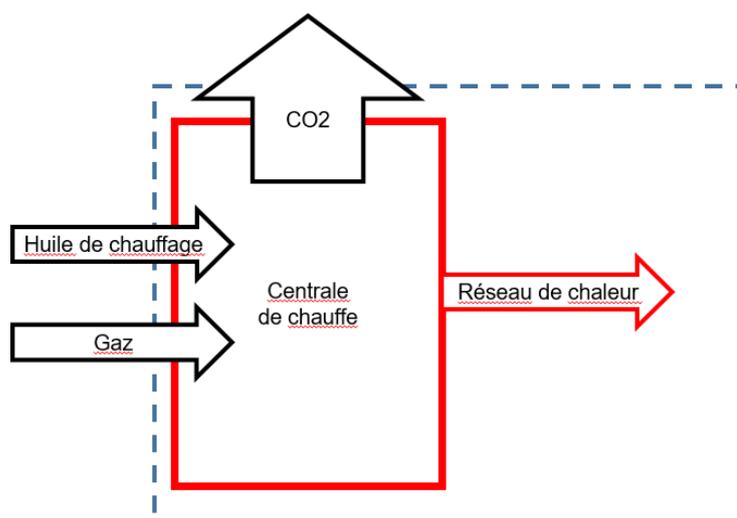


Figure 2 : Marges de fonctionnement du système pour le scénario de référence pour un réseau de chauffage à distance existant : l'ordonnance ne s'applique qu'aux réseaux de chauffage à distance existants qui sont exclusivement alimentés aux combustibles fossiles et qui, par conséquent, seraient également alimentés exclusivement aux combustibles fossiles dans l'évolution de référence

Pour le projet ou programme, on utilisera les marges du système de fonctionnement selon la Figure 3.

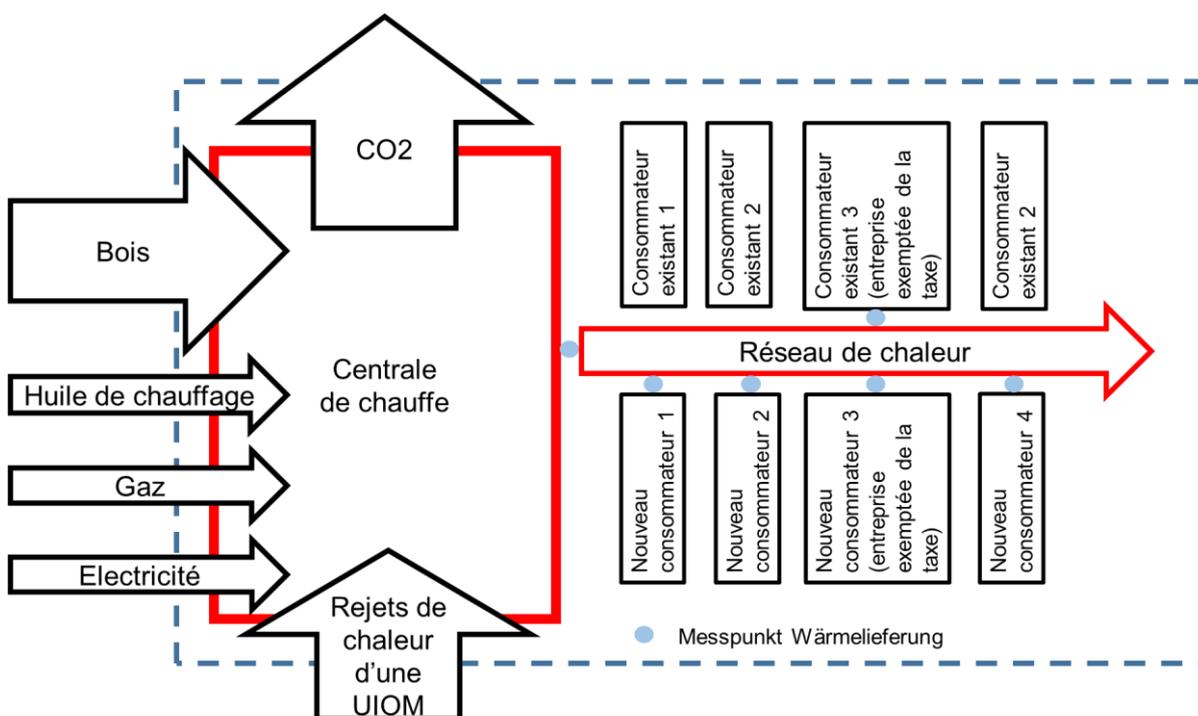


Figure 3 : Marges de fonctionnement du système pour le projet ou les projets inclus dans un programme : toutes les sources de chaleur de la centrale de chauffe existante et de la nouvelle centrale de chauffe ainsi que tous les consommateurs de chaleur se trouvent à l'intérieur des marges de fonctionnement du système.

### **3.4 Calcul des émissions de référence**

Le terme  $ESR_{nc,y}$  est égal à zéro lorsque le projet consiste exclusivement en un remplacement d'une chaudière centrale ou en un ajout d'une chaudière. Le terme  $ESR_{ce,y}$  est égal à zéro lorsque le projet consiste exclusivement en un nouveau réseau de chauffage à distance. La densification ou l'extension d'un réseau existant est également considérée comme un nouveau réseau de chauffage à distance lorsqu'aucune chaudière n'est remplacée et que les consommateurs existants ne sont pas pris en compte dans le projet de compensation.

#### **Facteur $F_{RPC}$**

Si le projet bénéficie de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et si son bénéfice nécessite le respect d'exigences minimales, celles-ci doivent être prises en compte. Cela doit s'opérer de manière à ce que les prestations (p. ex. utilisation de la chaleur) qui permettent déjà d'être au bénéfice de la RPC ne conduisent, à elles seules, à aucune réduction des émissions.

Les exigences minimales étant différentes d'un cycle vapeur à l'autre, en particulier celles concernant les installations ORC (« Organic Ranking Cycle »), les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations de couplage chaleur-force, elles ne sont pas explicitées ici. Sont toujours déterminantes les exigences que l'installation RPC doit remplir, indépendamment du moment de la mise en œuvre du projet de compensation.

#### **Fourniture de chaleur à des entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub> en vertu de l'art. 96, al. 2**

La chaleur fournie aux entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub> en vertu de l'art. 96, al. 2, et les réductions d'émissions y afférentes doivent être consignées séparément dans le suivi pour éviter d'éventuels doubles comptages. Les fournitures de chaleur à de telles entreprises ne peuvent en effet donner lieu à la délivrance d'attestations qu'à certaines conditions, leur trajectoire de réduction et leur objectif d'émission ne pouvant être adaptés que dans certaines circonstances. Le secrétariat Compensation examine l'imputabilité des réductions d'émissions pour tous les consommateurs de chaleur concernés et communique sa décision au requérant.

La manière dont les émissions doivent être indiquées dans le scénario de référence est présentée dans le cadre des exigences posées au plan de suivi au ch. 4.1.

- Pour les nouveaux consommateurs, les émissions se calculent en multipliant la quantité de chaleur fournie par le facteur d'émission du réseau de chauffage à distance ( $FE_{RC}$ ).
- Pour les consommateurs existants, elles se calculent en multipliant la quantité de chaleur fournie par le facteur d'émission du réseau de chauffage à distance existant ( $FE$ ), par le facteur de référence ( $FR_y$ ) et par les pertes de chaleur du réseau ( $1/(1-PR)$ ).

Dans la liste des consommateurs de chaleur, les émissions se calculent séparément pour chaque consommateur. Dans l'équation (2), les sommes pour les nouveaux consommateurs n'interviennent donc que par le biais de l'indice  $i$  (= tous les nouveaux consommateurs à l'exclusion des nouvelles constructions et des entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub>) et dans l'équation (3) celles pour les consommateurs existants n'interviennent que par le biais de l'indice  $k$  (= tous les consommateurs existants et toutes les entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub>).

#### **Facteur d'émission global**

Le facteur d'émission  $FE_{RC}$  est fixé de manière globale à 0,22 t éq-CO<sub>2</sub>/MWh pour les réseaux de chauffage à distance. Cette valeur se fonde sur une estimation reposant sur plusieurs exemples tirés de la pratique et se base dans le scénario de référence sur les trajectoires de réduction connues, sur les réglementations concernant les clients clés et sur une production de chaleur au moyen de gaz naturel. Ce facteur d'émission tient également compte du fait que

les cantons soutiennent financièrement, dans le cadre du Programme Bâtiments, en maints endroits des raccordements destinés aux consommateurs finaux et qu'ils s'imputent ces réductions d'émissions. Afin d'éviter une répartition de l'effet pesante sur le plan administratif sans toutefois tenir compte des doubles comptages, un facteur de réduction global de 10 % est appliqué à tous les projets portant sur des réseaux de chauffage à distance. Ce facteur sera adapté par le DETEC si les rapports concernant le Programme Bâtiments font état d'une modification substantielle dans le domaine des raccordements subventionnés.

### **Facteurs d'émission du gaz et de l'huile de chauffage**

Pour éviter les complications dans l'utilisation des formules, l'ordonnance contient toutes les valeurs numériques nécessaires aux calculs. Ce faisant, on s'est basé autant que possible sur les valeurs figurant à l'annexe 10 (possible que pour le gaz naturel). Les valeurs pour l'huile de chauffage résultent des hypothèses sur lesquelles l'annexe 11 est fondée.

Les facteurs d'émission FE1 s'expriment en t éq-CO<sub>2</sub>/MWh mettant en rapport les tonnes de CO<sub>2</sub> et la quantité d'énergie. Les facteurs d'émission FE2, quant à eux, s'expriment en t éq-CO<sub>2</sub>/volume. Dans le cas du gaz naturel, le volume s'exprime en mètres cubes normalisés, dans le cas de l'huile de chauffage, en litres.

### **3.5 Calcul des émissions générées par le projet**

Les émissions attendues se composent des émissions issues des agents énergétiques utilisés dans la centrale de chauffe. À cet effet il y a lieu de déterminer les dates d'utilisation et d'utiliser les facteurs d'émission correspondants. Les transports de bois et la consommation d'électricité des pompes (pompes à chaleur exclues) peuvent être négligés. En matière d'utilisation des rejets de chaleur des UIOM, les émissions provenant de la combustion de déchets fossiles peuvent être négligées pour autant que la part des déchets étrangers soit petite.

### **4.1 Liste de consommateurs de chaleur**

Remarque concernant les entreprises exemptées de la taxe sur le CO<sub>2</sub> en vertu de l'art. 96, al. 3, de la liste des consommateurs de chaleur : pour de telles entreprises, l'OFEV doit se prononcer au cas par cas sur l'imputabilité (cf. explications sous 3.4). La chaleur fournie doit toujours être indiquée dans la liste des consommateurs de chaleur en comparaison avec les émissions qu'elle a engendrées, calculées dans le scénario de référence. Pour les autres consommateurs de chaleur, les émissions du scénario de référence sont calculées au moyen des équations (2) et (3).

Exemple d'une liste de consommateurs de chaleur :

<i>Consommateurs de chaleur</i>	<i>Rue et numéro</i>	<i>NPA, localité</i>	<i>Raccordement après le rempl. de la chaudière centrale : oui/non</i>	<i>Nouvelle constr. : oui/non</i>	<i>Entreprise exemptée de la taxe sur le CO<sub>2</sub> : nom</i>	<i>Chaleur fournie [MWh] 2017</i>	<i>Émissions du scénario de référence [t éq-CO<sub>2</sub>/a]</i>
<i>N° pour les cons. de chaleur</i>	<i>Adresse (uniquement pour nouvelles constructions et entreprises exemptées de la taxe)</i>		<i>Uniquement en cas de remplacement d'une chaudière centrale à comb. fossiles</i>			<i>Année civile (une colonne/année)</i>	
1			non	non		Pas de mention	
2			non	non		Pas de mention	
3	Rue Modèle, 10	1234, Localité M	non	non	Entreprise M	60	Présentation séparée
4	Rue Modèle, 11	1234, Localité M	oui	oui		156	
5			oui	non		40	

6			oui	non		67	
7	Rue Modèle, 13	1234, Localité M	oui	oui		156	
8			oui	non		40	
9	Rue Modèle, 20	1234, Localité M	non	non	Entreprise M	100	Présentation séparée

#### **4.2 Quantité de chaleur mesurée chez les consommateurs**

Dans tous les cas, la quantité de chaleur livrée est mesurée au point de fourniture de la chaleur au consommateur.

#### **4.3 Âge de la chaudière remplacée**

Ce paramètre peut être déduit des indications figurant sur la chaudière. Dans la pratique, on remplace souvent le brûleur dans un premier temps, avant de remplacer la chaudière elle-même dans un second temps.

#### **4.4 Consommation d'huile de chauffage**

Ce paramètre ne s'utilise que si la centrale de chauffe comporte une chaudière à mazout.

Comme sources de données alternatives en vue des études de plausibilité, on citera par exemple la mesure de la production de chaleur de la chaudière à mazout combinée au taux d'utilisation de ladite chaudière.

#### **4.5 Consommation de gaz**

Ce paramètre ne s'utilise que si la centrale de chauffe comporte une chaudière à gaz. La fourniture de gaz est facturée par le fournisseur sur la base du nombre de mètres cubes normalisés ou celui de kilowattheures ou de mégawattheures. Pour le calcul des émissions du projet selon l'équation (4) visée à l'annexe 3a, ch. 3.5, il convient de reprendre les données du fournisseur. Les facteurs d'émission du gaz seront exprimés dans les unités correspondantes. L'assurance qualité des instruments de mesure est effectuée conformément aux exigences de l'ordonnance du 15 février 2006 sur les instruments de mesure (OIEMes ; SR 941.210) et aux dispositions d'exécution correspondantes du Département fédéral de justice et police (DFJP).

#### **4.6 Énergie électrique**

Ce paramètre ne s'utilise que si la centrale de chauffe comporte des pompes à chaleur. L'assurance qualité est effectuée conformément aux exigences de l'OIEMes et aux dispositions d'exécution correspondantes du DFJP.

### **4.9 Annexe 3b**

L'annexe 3b présente les exigences posées au calcul de la réduction d'émissions et au plan de suivi des projets et programmes relatifs au gaz de décharge.

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

L'exigence de la let. b est remplie lorsque la destruction (la combustion) du méthane n'est prescrite par l'autorité ni dans l'autorisation d'exploitation de la décharge ni dans d'éventuels autres documents. En cas d'incertitudes, l'attestation doit être demandée par écrit (par courriel ou courrier) auprès des autorités compétentes.

Le remplacement d'une torche conventionnelle dont le fonctionnement n'est plus qu'intermittent est autorisé conformément à la let. c. Dans ce cas, le requérant doit prouver et justifier (par exemple teneur de méthane dans le gaz, suivi de l'exploitation de la torche, avis d'expert, informations du fabricant de la torche) que la torche conventionnelle ne peut plus être exploitée en continu et qu'un traitement de gaz pauvre détruit davantage de méthane qu'une exploitation

intermittente de la torche conventionnelle. À cet égard au moins une des preuves suivantes doit être apportée :

- Les mesures de la charge de méthane du gaz de décharge aspiré montrent que la charge de méthane est trop faible pour l'exploitation en continu de la torche conventionnelle selon les indications du fabricant.
- Les enregistrements effectués en continu durant l'année avant le début du projet montrent que la torche conventionnelle était régulièrement hors service.
- Il existe une attestation écrite d'un expert (p. ex. fabricant de torche) que la torche conventionnelle ne peut plus être exploitée de manière continue.

## **2 Définitions**

L'aperçu suivant précise les définitions au-delà du texte de l'ordonnance :

Efficacité de brûlage à la torche (EB)	L'efficacité de brûlage à la torche correspond à la proportion de méthane effectivement brûlée par torchage ou oxydée d'une manière générale lors de procédés de traitement du gaz <sup>3</sup> . La fraction (1-EB) n'est pas brûlée/oxydée et s'échappe dans l'atmosphère. La détermination s'effectue comme suit : <ul style="list-style-type: none"> <li>• une valeur par défaut de 90 % est utilisée pour l'efficacité de combustion d'une torche fermée.</li> <li>• les requérants peuvent utiliser les données fournies par le fabricant s'il peut être démontré qu'elles sont respectées.</li> <li>• les requérants peuvent effectuer leurs propres mesures.</li> </ul>
Dégradation aérobie	Dégradation microbologique des matières organiques en conditions aérobies, en d'autres termes en présence d'oxygène. Du dioxyde de carbone est formé lors de la dégradation aérobie (souvent désignée par le terme de compostage).
Dégradation anaérobie	Dégradation microbologique de matières organiques en conditions anaérobies, en d'autres termes en l'absence d'oxygène. La dégradation anaérobie donne lieu à la formation de gaz de décharge contenant une proportion relativement élevée de méthane.
Décharges contrôlées	Toute installation de traitement des déchets où des déchets sont stockés définitivement et sous surveillance (ordonnance sur le traitement des déchets, RS 814.600)
Gaz de décharge	Gaz sous pression principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone issu de la transformation biologique des matières organiques contenues dans les décharges pouvant notamment s'échapper à travers la couche superficielle de la décharge.
Fonctionnement intermittent de la torche	Lorsque la composition du gaz ne permet plus de garantir le fonctionnement continu d'une torche conventionnelle, la pratique veut que la torche soit éteinte pendant un certain temps jusqu'à ce que la composition du gaz permette à nouveau de la remettre en service momentanément. On a ainsi un fonctionnement de la torche par intermittence, avec des arrêts à répétition. Il est alors possible que des émissions de méthane non désirées soient libérées lorsque la torche n'est pas en service. C'est la raison pour laquelle un passage à un système de traitement ininterrompu du gaz pauvre est souhaitable afin d'éviter les émissions de méthane.

<sup>3</sup> Au sens strict, il faudrait utiliser le terme général d'« efficacité de traitement ». Toutefois, dans ce contexte, on parle généralement d'efficacité de brûlage à la torche bien qu'il puisse s'agir, dans certains cas, d'une oxydation sans flamme.

Facteur d'oxydation (OX)	<p>Le facteur d'oxydation décrit la fraction de méthane du gaz de décharge, qui s'oxyde, c.-à-d. qui est transformé en dioxyde de carbone, dans la couche superficielle de la décharge avant de s'échapper dans l'atmosphère. Le facteur d'oxydation est introduit pour tenir compte de cet effet. La fraction (1-OX) du méthane s'écoulant à travers la couche superficielle n'est pas oxydée et s'échappe dans l'atmosphère.</p> <p>La détermination de ce facteur est entachée d'incertitudes et est en outre complexe et coûteuse, raison pour laquelle la présente méthode fixe des valeurs en fonction de la situation initiale (avec ou sans installation de dégazage). La valeur devant être choisie pour le facteur d'oxydation est déterminée à l'aide de l'arbre de décision.</p>
Efficacité d'aspiration (EA)	<p>L'efficacité d'aspiration décrit la fraction de gaz de décharge captée à l'aide d'une installation de dégazage (= degré de captage du gaz de décharge). La fraction (1-EA) n'est pas captée et s'échappe dans l'atmosphère à travers la couche superficielle.</p> <p>L'efficacité d'aspiration varie fortement en fonction du type de décharge (plate, monticule, fosse) et de la manière dont sont disposés les déchets ; elle se situe grosso modo entre 30 et 70 %. Elle n'est significative que pour l'estimation de la réduction des émissions avant la mise en œuvre de la mesure.</p>
Traitement du gaz pauvre	<p>Le gaz de décharge pauvre en méthane est brûlé à l'aide d'un combustible additionnel ou oxydé d'une autre manière (p.ex. par oxydation sans flamme ou par oxydation non catalytique). Dans le cadre de la réduction des émissions, la biofiltration n'est pas considérée comme traitement du gaz pauvre, car elle ne réduit que faiblement les émissions de méthane. Les biofiltres sont utilisés dans la lutte contre les mauvaises odeurs.</p> <p>Selon cette méthode, l'aérobisation n'est pas non plus une mesure adéquate.</p> <p>Dans la présente ordonnance, on entend par traitement du gaz pauvre une installation d'oxydation de gaz de décharge dont la teneur en méthane est inférieure à 25 % volume.</p>

### 3.1 Marges du système de fonctionnement

Les décharges et les installations de dégazage ainsi que le traitement du gaz pauvre se trouvent à l'intérieur des marges du système de fonctionnement.

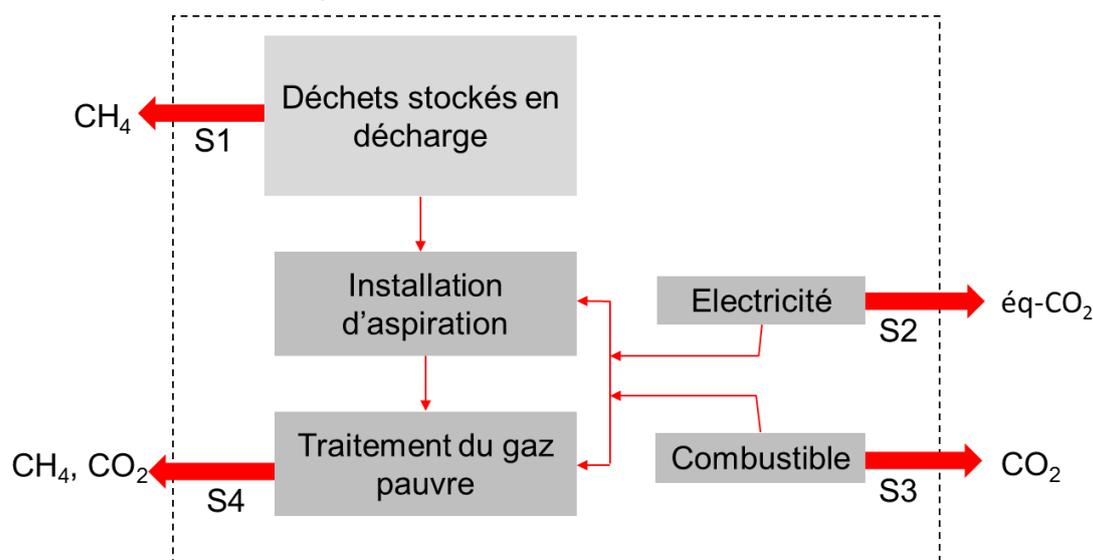


Figure 4 : Marges de fonctionnement du système du projet

Comme émissions du traitement du gaz pauvre, on ne prend en compte que les émissions fossiles, c'est-à-dire les émissions de méthane et de dioxyde de carbone issues de l'installation de traitement et les éventuelles émissions fossiles générées par le système de combustion d'appoint nécessaire à l'exploitation de l'installation. Les émissions générées par le courant électrique peuvent être négligées, tout comme celles générées par le transport des déchets vers une décharge.

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

Le processus d'oxydation diffère d'une décharge à l'autre et varie également au sein d'une même décharge, selon l'ancienneté de la décharge et la saison. Les facteurs d'oxydation utilisés dans la littérature vont de 0, pour des décharges à dégazage actif, à 1, pour des décharges non dégazées. La nature de la couche superficielle de la décharge a également une influence sur le facteur d'oxydation. Selon les données du rapport intitulé « Wirksamkeit von biologischen Methanoxidationsschichten auf Deponien »<sup>4</sup> et de l'avis des experts, un facteur de 0,5 est considéré comme approprié pour les décharges non dégazées en Suisse<sup>5</sup>. La détermination de ce facteur est entachée d'incertitudes et coûteuse, raison pour laquelle la présente méthode fixe des valeurs en fonction de la situation initiale (avec ou sans installation de dégazage).

OX = 0,5 signifie que la quantité de méthane mesurée dans la couche superficielle de la décharge est égale à la quantité oxydée à cette surface. Lorsque le gaz de décharge est brûlé dans une torche, l'oxydation correspondante dans la couche superficielle ne s'opère pas. La valeur de 0,1 formulée par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ; en anglais : *Intergovernmental Panel on Climate Change* [IPCC]) et qui est souvent utilisée s'applique aux décharges actives et relativement récentes. Cette valeur conservatrice, qui surévalue les émissions, est utilisée dans la détermination des émissions pour l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse.

Lorsque de nouvelles installations de dégazage sont mises en place, elles doivent être documentées de manière claire en tant que paramètre dans le rapport de suivi (cf. ch. 4.4), car ce paramètre est déterminant dans le choix de l'OX. À cet effet on utilisera l'équation (8) visée à

<sup>4</sup> [www.oekobauconsult.de/Wirksamkeit\\_von\\_biologischen\\_Methanoxidationsschichten\\_mit\\_Index.pdf](http://www.oekobauconsult.de/Wirksamkeit_von_biologischen_Methanoxidationsschichten_mit_Index.pdf) (17.03.2014)

<sup>5</sup> De nombreuses décharges ont déjà fait l'objet d'un suivi relativement long, par exemple sous la forme d'un dégazage, et/ou disposent d'une couverture ou d'une surface favorisant l'oxydation du gaz.



**Potentiel de réchauffement planétaire effectif du méthane**

L'oxydation d'une tonne de CH<sub>4</sub> fournit 2,75 t de CO<sub>2</sub>. Cette quantité de CO<sub>2</sub> doit être soustraite du potentiel de réchauffement du méthane (facteur 25 par rapport à CO<sub>2</sub>), car seule la différence est imputable. Cela est valable bien que le carbone soit d'origine biogène.

La quantité de méthane se formant dans le corps de la décharge sur la durée du projet peut être estimée sur la base d'un modèle de type « *First Order Decay* » (FOD). Ce modèle est également utilisé pour le calcul des émissions de méthane des décharges bioactives prises en compte dans l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse conformément aux directives du GIEC<sup>6</sup>.

**Formule (1) :**

Le premier terme de la formule (1) peut être dissocié en deux termes :

1.  $EB * EA * (1 - OX) * FOD_{CH_4,y}$
2.  $-EA * (1 - EB) * OX * FOD_{CH_4,y}$

Le terme 1 décrit la quantité de  $FOD_{CH_4,y}$  aspirée (EA) et brûlée (EB). Cette quantité est encore diminuée d'un facteur (1-OX) afin de tenir compte de l'oxydation partielle dans la couche superficielle.

Le terme 2 tient compte du fait que la fraction de méthane aspirée (EA), mais non brûlée (1-EB) s'échappe directement du corps de la décharge dans l'atmosphère. Sans le projet, la fraction OX de cette quantité aurait été oxydée dans la couche superficielle. De ce fait, le volume de la réduction d'émissions imputable diminue<sup>7</sup>.

**DOC<sub>f</sub> et DOC<sub>j</sub>**

Ces deux paramètres peuvent être déterminés au moyen des outils MDP: *Fraction of degradable organic carbon that can decompose* et *Fraction of degradable organic carbon (by weight) in the waste type j*.

**Formule (3) :**

Une comparaison des formules (1) et (3) montre que  $EA * FOD_{CH_4} = PRP_{CH_4}^{eff} * V_{GD} * C_{CH_4} * D_{CH_4}$ .

Le premier membre de cette équation permet d'estimer *ex-ante*, à l'aide du modèle FOD, la quantité de méthane amenée à la torche ; le second membre permet de mesurer directement cette quantité après réalisation de la mesure de réduction (*ex-post*).

**4.2 Débit volumique du gaz de décharge**

Le débit volumique est une grandeur capitale pour la détermination des réductions d'émissions ; il est donc important qu'il soit mesuré correctement. L'appareil de mesure utilisé doit être adapté au débit volumique moyen attendu (distance sur laquelle s'effectue la mesure, point de mesure) ; ceci doit faire l'objet de contrôles externes périodiques.

Le débit volumique doit être mesuré conformément aux prescriptions de l'outil méthodologique « *Tool to determine the mass flow of a greenhouse gas in a gaseous stream* »<sup>8</sup>.

En présence d'installations de dégazage existantes et de nouvelles installations de dégazage, ce paramètre sera mesuré séparément pour chaque cas.

<sup>6</sup> www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5\_Volume5/V5\_3\_Ch3\_SWDS.pdf\_(24.03.2014)

<sup>7</sup> Si l'efficacité de brûlage à la torche EB est inférieure au facteur d'oxydation OX, les réductions d'émissions sont inférieures à zéro. En l'absence de brûlage à la torche, soit si EB = 0 (p. ex. si la torche est éteinte), tout le méthane s'échappe directement du corps de la décharge dans l'atmosphère sans être oxydé au niveau de la couche superficielle. Dans ce cas, les émissions de méthane générées par le projet sont plus élevées.

<sup>8</sup> Disponible sur : [http://http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history\\_view](http://http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history_view) cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-08-v1.pdf/history\_view

Pour déterminer le débit volumique, on peut utiliser non seulement des débitmètres proprement dits, mais également des capteurs à ultrasons pour déterminer la vitesse d'écoulement ainsi que des compteurs de masse pour déterminer les flux massiques. Le résultat est exprimé en mètres cubes normalisés.

Le type et la durée de l'intervalle d'étalonnage des appareils de mesure doivent être définis dans le premier rapport de suivi. Dans le plan de suivi relatif à la description du projet ou du programme, il y a lieu d'indiquer que ces données précises doivent être définies pour le premier rapport de suivi.

#### **4.3 Teneur en méthane du gaz de décharge**

Cette valeur doit être mesurée conformément aux prescriptions de l'outil méthodologique « Tool to determine the mass flow of a greenhouse gas in a gaseous stream »<sup>9</sup>.

Les appareils d'analyse des gaz se dérèglent assez rapidement. Pour éviter que la teneur en méthane du gaz de décharge soit surestimée sur une longue période, il est nécessaire de procéder à des étalonnages à des intervalles standard courts (deux à trois mois), dont la durée peut éventuellement être prolongée s'il s'avère que les écarts sont faibles. Lorsque les intervalles d'étalonnage sont plus longs et que l'on constate des écarts, les erreurs doivent être soustraites jusqu'au moment de l'étalonnage précédent.

Le type et la durée de l'intervalle d'étalonnage des appareils de mesure doivent être dans le premier rapport de suivi. Dans le plan de suivi relatif à la description du projet ou du programme, il y a lieu d'indiquer que ces données précises doivent être définies pour le premier rapport de suivi.

#### **4.4 Nouvelles aérations**

Cette valeur est nécessaire pour déterminer correctement la valeur de OX.

En présence d'installations de dégazage existantes et de nouvelles installations de dégazage, le paramètre OX sera mesuré séparément pour chaque cas.

#### **4.5 Facteur d'émission du gaz et 4.6 Consommation de gaz**

À n'utiliser que si du gaz est utilisé dans le traitement du gaz pauvre.

---

<sup>9</sup> Disponible sur : [http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history\\_view](http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v3.0.pdf/history_view)

## **5 Conséquences**

---

### **5.1 Conséquences pour la Confédération**

La mise en œuvre de la compensation du CO<sub>2</sub> est simplifiée par des méthodes et des formulaires dont l'utilisation est obligatoire, ce qui permet un traitement plus efficace des demandes et une amélioration en matière d'égalité de traitement.

La réduction de l'émolument maximum à 500 francs par demande de remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> entraînera probablement une diminution de recettes de 300 000 à 500 000 francs par an. La période d'engagement courante a montré qu'en raison de l'expérience acquise par les requérants et l'administration ainsi que de la standardisation des demandes de remboursement, le coût du traitement de celles-ci a diminué et n'est plus supérieur aujourd'hui à celui d'affaires similaires (p. ex. remboursement de la taxe sur les huiles minérales). Avec l'émolument maximum actuel de 1000 francs par demande, l'AFD a encaissé annuellement environ 1 million de francs comme émoluments pour le remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>; avec l'émolument maximum réduit, ce seront probablement encore 500 000 à 700 000 francs. Du fait d'un nombre d'entreprises exemptées de la taxe plus élevé qu'estimé antérieurement, les frais fixes et les frais généraux de l'AFD relatifs au traitement des demandes et à l'exécution des remboursements sont également couverts par l'émolument maximum réduit.

### **5.2 Conséquences pour les cantons**

Les modifications prévues n'ont pas d'effets pour les cantons.

### **5.3 Conséquences pour l'économie**

Les coûts sont réduits pour les développeurs de projet et les organes de contrôle du fait de l'obligation d'utiliser des formulaires et des méthodes donnés. La sécurité augmente en matière de planification. Jusqu'à présent des méthodes individuelles et spécifiques à un projet pouvaient être déposées même si elles déviaient par rapport aux méthodes proposées par l'OFEV. L'utilisation des méthodes de l'OFEV étant à présent obligatoire, les réductions d'émissions imputées à certains projets individuels peuvent être inférieures à celles issues des méthodes individuelles, alors que d'autres peuvent y être supérieures.

Le décalage du délai relatif au respect de l'obligation de compenser au 1<sup>er</sup> octobre permet notamment aux nouvelles personnes soumises à l'obligation de compenser de se familiariser avec le thème et de remplir l'obligation de compenser dans les délais.