



17.10.2017

---

# **Erläuternder Bericht zur Änderung der Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Verordnung; SR 641.711)**

Verordnungspaket Umwelt Herbst 2018

---

Referenz/Aktenzeichen: Q165-1029

## Inhaltverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Grundzüge der Vorlage.....	4
3	Verhältnis zum europäischen Recht.....	4
4	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen.....	5
4.1	Art. 6 Abs. 2 <sup>bis</sup> .....	5
4.2	Art. 7 Abs. 3 (neu) und Art. 9 Abs. 6 (neu).....	5
4.3	Art. 9 Abs. 5.....	5
4.4	Art. 11 Abs. 4.....	5
4.5	Art. 91 Abs. 1.....	5
4.6	Art. 102 Abs. 2.....	5
4.7	Art. 135 Bst. f.....	6
4.8	Anhang 3a.....	6
4.9	Anhang 3b.....	10
5	Auswirkungen.....	16
5.1	Auswirkungen auf den Bund.....	16
5.2	Auswirkungen auf die Kantone.....	16
5.3	Auswirkungen auf die Wirtschaft.....	16

## 1 Einleitung

---

Seit 2013 müssen Importeure und Hersteller fossiler Treibstoffe einen Teil der Emissionen, die bei der energetischen Nutzung der Treibstoffe entstehen, mit Massnahmen im Inland kompensieren. Die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) hat 2015 die Governance im Vollzug der CO<sub>2</sub>-Kompensationspflicht geprüft<sup>1</sup>. Die EFK bemängelte dabei die fehlende Verbindlichkeit von Vorgaben für Gesuche von Kompensationsprojekten. Denn bisher konnten Gesuchsteller von Vorgaben abweichen, wenn sie diese begründen konnten. Dies führte zu einer Vielzahl von unterschiedlichen Formaten und Berechnungen für gleichartige Projekte. Die EFK hat deshalb empfohlen, Vorgaben verbindlich zu machen, um Entwicklungskosten für Kompensationsprojekte zu reduzieren und die Gleichbehandlung der Gesuchsteller durch die Prüfstellen und das Bundesamt für Umwelt (BAFU) zu verbessern. Mit dieser Revision der Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Verordnung; SR 641.711) werden zwei Arten von Vorgaben erlassen: Einerseits werden Anforderungen an die Berechnungen für Emissionsverminderungen und Monitoringkonzepte für Projekte in den Bereichen Wärmeverbünde und Deponiegas festgelegt. Andererseits sollen alle Gesuche die gleichen Vorlagen verwenden und somit in einem einheitlichen Format eingegeben werden.

Aus der Vollzugspraxis hat sich zudem ergeben, dass verschiedene Fristen angepasst werden müssen. Darunter fallen die Erfüllung der Kompensationspflicht, das Einreichen des ersten Monitoringberichts und die Berechnung der neuen Kreditierungsperiode für Projekte, welche eine wesentliche Änderung erfahren haben.

---

<sup>1</sup> EFK, 2016: Prüfung der CO<sub>2</sub>-Kompensation in der Schweiz, Bundesamt für Umwelt. EFK-15374.

## 2 Grundzüge der Vorlage

---

Mit dieser Revision der CO<sub>2</sub>-Verordnung werden bestimmte Vorgaben für inländische Kompensationsprojekte verbindlich: Artikel 6 Absatz 2<sup>bis</sup> schreibt für Projekte zu Wärmeverbänden und Deponiegas Methoden zur Berechnung der Emissionsverminderungen und zum Monitoringkonzept vor. Die Methoden sind in den Anhängen 3a für Wärmeverbände und 3b für Deponiegas ausgeführt. Projekte, die nicht durch die Anhänge beschrieben werden, können wie bisher auch eigene Methoden verwenden. Beide Anhänge wurden auf Basis von Erfahrungen aus dem Vollzug erstellt und basieren auf bereits publizierten Standardmethoden des BAFU<sup>2</sup>, welche bisher jedoch nicht verbindlich waren.

Artikel 7 Absatz 3 und Artikel 9 Absatz 6 geben dem BAFU die Kompetenz, die Form der Gesuchsunterlagen von inländischen Kompensationsprojekten vorzugeben.

Fristen, welche sich aus dem Vollzug als nicht optimal herausgestellt haben, werden angepasst. Dies betrifft die Periodizität der Monitoring und Verifizierungsberichte, die erstmals nach 3 Jahren und auch danach nur alle 3 Jahre eingereicht werden müssen (Artikel 9 Absatz 5) sowie den Zeitpunkt des Beginns einer neuen Kreditierungsperiode wegen wesentlichen Änderungen (Artikel 11 Absatz 4) und der Erfüllung der Kompensationspflicht und damit die Abgabe des jährlichen Berichts der Kompensationspflichtigen auf den 1. Oktober, statt wie bisher auf den 1. Juni des Folgejahres (Artikel 91 Absatz 1).

Im Rahmen dieser Verordnungsänderung werden ausserdem die Gebühren für die Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe reduziert (Artikel 102). Die laufende Verpflichtungsperiode hat gezeigt, dass durch grössere Erfahrung seitens der Gesuchsteller und der Verwaltung sowie die Standardisierung der Gesuche um Rückerstattung der Aufwand für die Bearbeitung abgenommen hat und heute nicht mehr höher ist als in ähnlich gelagerten Geschäften (z. B. Rückerstattung der Mineralölsteuer). Somit ist die Forderung der rückerstattungsberechtigten Unternehmen nach tieferen Gebühren gerechtfertigt. Die Eidgenössische Zollverwaltung (EZV) hat geprüft, ob die heute geltende Gebühr ad valorem (Gebühr in Prozent des Rückerstattungsbetrags) durch eine vom Aufwand für die Bearbeitung des Gesuchs abhängige Gebühr ersetzt werden könnte. Ein Systemwechsel hätte allerdings einen höheren Aufwand zur Folge, deshalb wird davon abgesehen. Das Verfahren für die Erhebung und Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe durch die EZV erfährt dabei keine Änderung.

## 3 Verhältnis zum europäischen Recht

---

Durch die geplanten Änderungen wird das derzeit bestehende Verhältnis zum europäischen Recht nicht verändert.

Da es keine Abkommen in den genannten Bereichen mit der EU gibt, hat die Schweiz auch keine Verpflichtung, das Schweizer Recht an dasjenige der EU anzupassen. Es macht jedoch Sinn, wenn die Schweiz bei der Ausgestaltung der Regelungen an die Regulierungen in der EU (EU-Richtlinie und Verordnungen) berücksichtigt.

---

<sup>2</sup> Bundesamt für Umwelt (Hg.) 2017: Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland. Ein Modul der Mitteilung des BAFU als Vollzugsbehörde zur CO<sub>2</sub>-Verordnung. 3. aktualisierte Ausgabe, Januar 2017; Erstausgabe 2013. Umwelt-Vollzug Nr. 1315: 86 S.

## **4 Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen**

---

### **4.1 Artikel 6 Absatz 2<sup>bis</sup>**

Mit dieser neuen Regelung werden für bestimmte Projekte und Programme Methoden zur Berechnung der Emissionsverminderungen sowie für das Monitoringkonzept verbindlich vorgeschrieben. Dazu gehören Projekte und Programme zu Wärmeverbänden und Deponiegas, die neu die im Anhang 3a und 3b aufgeführten Methoden anwenden müssen, um die Emissionsverminderungen zu berechnen und nachzuweisen. Diese Standardisierung senkt einerseits die Entwicklungskosten für die Gesuchsteller und verbessert andererseits die Gleichbehandlung der Projektentwickler. Die Methoden basieren auf den bereits publizierten Standardmethoden (Anhänge der Mitteilung des BAFU „Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland“).

Projekte und Programme, welche nicht in den beschriebenen Geltungsbereich fallen, können wie bisher eigene Methoden verwenden.

### **4.2 Artikel 7 Absatz 3 (neu) und Artikel 9 Absatz 6 (neu)**

Neu sollen Gesuche anhand einheitlicher vom BAFU vorgegebener Formatvorlagen eingegeben werden. Es handelt sich dabei um die bereits bekannten Vorlagen des BAFU, deren Benutzung nun verbindlich gemacht werden soll. Die Vorlagen enthalten keine zusätzlichen materiellen Anforderungen oder Verpflichtungen, für die nicht bereits eine gesetzliche Grundlage besteht.

### **4.3 Artikel 9 Absatz 5**

Neu gilt für alle Fristen, innerhalb derer ein Monitoringbericht abgegeben werden muss, eine einheitliche Frist von 3 Jahren. Insbesondere Wärmeverbände mussten in der Vollzugspraxis häufig eine Fristverlängerung für den ersten Monitoringbericht beantragen, für den bisher eine kürzere Frist gegolten hat. Auch hiermit soll den Projektentwickler entgegengekommen und das System vereinfacht werden.

### **4.4 Artikel 11 Absatz 4**

Neu gilt nicht mehr der Eignungsentscheid als Beginn der neuen Kreditierungsperiode, sondern der Zeitpunkt des Eintritts der wesentlichen Änderung. Somit wird ausgeschlossen, dass eine Verzögerung des neuen Eignungsentscheids zu einer künstlich verlängerten Kreditierungsperiode führt.

### **4.5 Artikel 91 Absatz 1**

Der Zeitpunkt für die Erfüllung der Kompensationspflicht wird vom 1. Juni auf den 1. Oktober verschoben. Die Erfahrung aus dem Vollzug hat gezeigt, dass die zu kompensierenden CO<sub>2</sub>-Menge erst gegen Ende April, meist sogar erst Anfang Mai, festgestellt werden kann. Die Frist bis 1. Juni ist daher für die Kompensationspflichtigen oft nicht ausreichend. Insbesondere Treibstoffimporteure, die erstmals kompensationspflichtig werden, sind faktisch nicht in der Lage, ihrer Pflicht fristgerecht nachzukommen, weshalb häufig Fristerstreckungen gewährt wurden. Mit einer generellen Verlängerung der Frist auf den 1. Oktober soll sich diese Situation entspannen.

### **4.6 Artikel 102 Absatz 2**

Für die Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe wird gemäss Verfahren nach der Mineralölsteuergesetzgebung durch die EZV eine Gebühr erhoben. Gestützt auf die bisherigen Erfahrungen und die Abnahme des Aufwands für die Bearbeitung der Gesuche wird die heute geltende ad valorem-Gebühr (Gebühr in Prozent des Rückerstattungsbetrags) beibehalten, jedoch das Gebührenmaximum auf CHF 500 reduziert. Am Verfahren für die Erhebung und Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe ändert sich damit nichts.

#### 4.7 Artikel 135 Buchstabe f

Bei den in den Anhängen 3a und 3b beschriebenen Methoden soll das UVEK die Möglichkeit haben, in eigener Kompetenz technische Parameter wie Emissionsfaktoren oder Energiepreise der aktuellen Entwicklung anzupassen.

#### 4.8 Anhang 3a

Der Anhang beschreibt Anforderungen an die Berechnung der Emissionsverminderung und an das Monitoringkonzept von Wärmeverbänden.

##### Zu 1 Geltungsbereich

Die Methode ist anwendbar für neue Wärmenetze mit vorwiegend CO<sub>2</sub>-neutral produzierter Wärme und bestehende Wärmenetze, bei denen ein bestehender fossiler Heizkessel durch eine vorwiegend CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmequelle ersetzt wird. Unter „vorwiegend“ wird verstanden, dass fossile Energieträger nur zur Abdeckung der Spitzenlast und allenfalls noch für den Sommerbetrieb verwendet werden. Der Ersatz eines zentralen Kessels kann auch mit einer Verdichtung oder Erweiterung des bestehenden Wärmenetzes verbunden sein. Je nach Fall können Teile der Formel (1) gleich Null gesetzt werden.

##### Zu 2 Begriffe

CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmequellen nach Buchstabe a verwenden meist Holz oder Abwärme als Energieträger. Auch Wärmepumpen fallen unter diesen Begriff.

##### Zu 3.2 Systemgrenzen

Für die Referenzentwicklung sind die folgenden Systemgrenzen anzuwenden, je nachdem ob es sich um ein neues oder bestehendes Wärmenetz handelt:

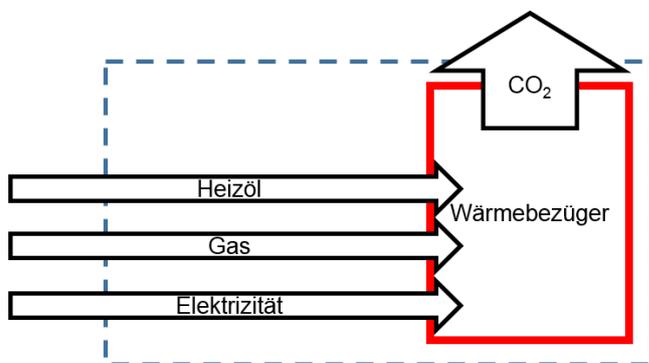


Abbildung 1: Systemgrenze der Referenzentwicklung bei einem neuen Wärmenetz

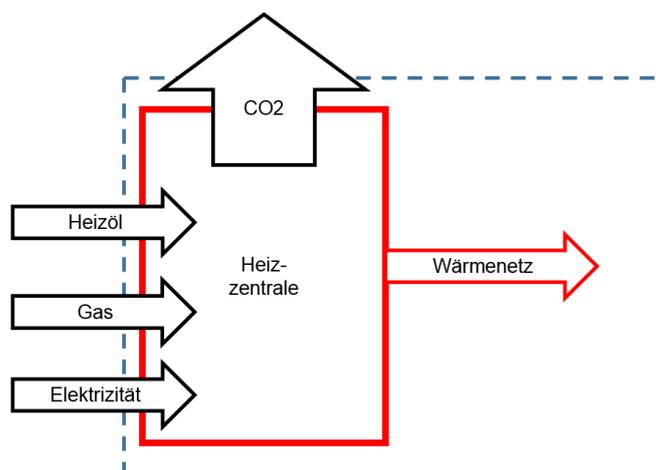


Abbildung 2: Systemgrenze der Referenzentwicklung bei einem bestehenden Wärmenetz

Für das Projekt oder Programm sind die Systemgrenzen laut Abbildung 3 zu verwenden.

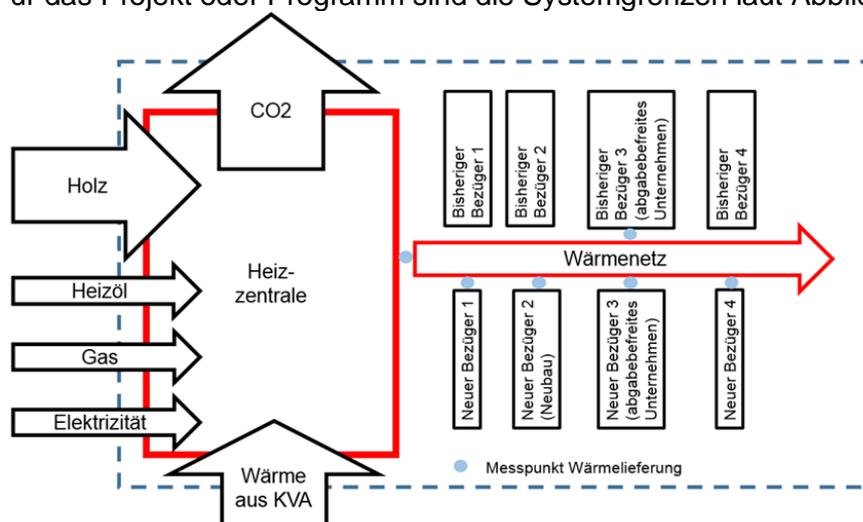


Abbildung 3: Systemgrenze für das Projekt oder Programm inkl. Messpunkte für die Wärmelieferung

Zur Erläuterung der unter Ziffer 4.1 bis 4.8 des Anhangs 3a aufgeführten Messungen sind in Abbildung 3 auch die Messpunkte aufgeführt.

### **Zu 3.4 Berechnung der Referenzemissionen**

Der Term  $RE_{neu,y}$  kann Null gesetzt werden, wenn das Projekt ausschliesslich aus dem Ersatz eines zentralen Kessels besteht. Der Term  $RE_{bestehend,y}$  kann Null gesetzt werden, wenn das Projekt ausschliesslich aus einem neuen Wärmenetz besteht.

### **Zu Wärmelieferungen an von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreite Unternehmen**

Die an Unternehmen, die von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit sind und nicht am Emissionshandel teilnehmen (nonEHS-Unternehmen), gelieferte Wärme und die damit erzielten Emissionsverminderungen müssen im Monitoring getrennt ausgewiesen werden, denn Wärmelieferungen an diese Unternehmen sind nur bedingt bescheinigungsfähig. Der Grund dafür ist eine allfällige Anpassung des Zielpfades bzw. des Emissionsziels, welche nonEHS-Unternehmen einhalten müssen. Die Geschäftsstelle Kompensation prüft für alle betroffenen Wärmebezügler die Anrechenbarkeit und teilt den Entscheid dem Gesuchsteller mit.

Die Emissionsverminderung durch ein nonEHS-Unternehmen (nU), welches an ein *neues* Wärmenetz oder im Rahmen einer Netzerweiterung oder -verdichtung angeschlossen wird, berechnet sich wie folgt:

$$RE_{nU} = W_{nU} \times EF_{WV}$$

Die Emissionsverminderung durch ein nonEHS-Unternehmen (aU), welches an ein *bestehendes* Wärmenetz angeschlossen wird, errechnet sich wie folgt:

$$RE_{aU} = \left( \frac{W_{aU}}{1 - WVN} \right) \times EF \times RF_y$$

Dabei stellt  $W_{nU}$  resp.  $W_{aU}$  die Wärme dar, die in einem Jahr an das nonEHS-Unternehmen geliefert wird, gemessen an der Übergabestelle des Wärmeverbunds zum Bezüger.

Wärmelieferungen an Unternehmen, die am Emissionshandelssystem (EHS) teilnehmen, sind nicht bescheinigungsfähig und müssen wie bei nonEHS-Unternehmen ausgewiesen werden. Ein vorgängiger Kontakt mit der Geschäftsstelle Kompensation ist empfohlen.

### **Pauschaler Emissionsfaktor**

Der Emissionsfaktor für Wärmeverbünde  $EF_{WV}$  wird pauschal festgelegt. Dieser Wert entspricht einer konservativen Schätzung anhand mehrerer Praxisbeispiele, er basiert somit auf bisher bekannten Absenkpfeilen, Schlüsselkundenregelungen, etc. und geht ausserdem in der Referenzentwicklung von Erdgas aus. Der pauschale Emissionsfaktor führt dazu, dass im Mittel 10 – 20 Prozent weniger Emissionsverminderungen angerechnet werden als bei einem projektspezifischen Ansatz. Gewisse Projekte profitieren hingegen von diesem Faktor, weil sie sich mehr Emissionsverminderungen anrechnen können.

### **Zu 3.5 Berechnung der Projektemissionen**

Die erwarteten Emissionen setzen sich aus den Emissionen der in der Heizzentrale eingesetzten Energieträger zusammen. Dafür sind Verbrauchsdaten zu bestimmen und die zugehörigen Emissionsfaktoren zu verwenden. Holztransporte und Stromverbrauch von Pumpen (ausgenommen Wärmepumpen) können vernachlässigt werden.

### **Zu 3.5.2 Berechnung Projektemissionen aus Abwärme einer KVA**

Wird keine Abwärme aus einer Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA) verwendet oder verbrennt eine KVA nur Abfälle, für die sie einen Entsorgungsauftrag hat (d.h. *keine* ausländischen Abfälle), kann dieser Term gleich 0 gesetzt werden.

Der Emissionsfaktor für Wärme aus einer KVA beträgt 52,3 Tonnen CO<sub>2</sub>eq/TJ. Dieser Wert entspricht den durchschnittlich in den Jahren 2008 – 2012 im Treibhausgasinventar der Schweiz ausgewiesenen fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen der KVA. Die Umrechnung zu kWh erfolgte mit dem Faktor  $0.2778 \cdot 10^6$  kWh/TJ.

Der energetische Nutzungsgrad ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen Energieinput und gesamter Energieabgabe (Wärme und Strom) über einen längeren Betrachtungszeitraum. Wenn die Betrachtung über einen Zeitraum von einem Jahr erfolgt, wird dies als Jahresnutzungsgrad bezeichnet.

### **Zu 4.1 Wärmebezügerliste**

Hinweis zu von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreite Unternehmen in der Wärmebezügerliste: Es muss bei solchen Unternehmen im Einzelfall vom BAFU über die Anrechenbarkeit entschieden werden (siehe Erläuterung zu 3.4). Die Wärmelieferung muss immer in der Wärmebezügerliste aufgelistet werden.

Beispiel einer Wärmebezügerliste:

<i>Wärmebezüger</i>	<i>Str., #</i>	<i>PLZ, Ort</i>	<i>Anschluss nach dem Ersatz des zentralen Kessels: ja/nein</i>	<i>Neubau: ja/nein</i>	<i>Bei CO<sub>2</sub>-Abgabe befreitem Unternehmen: Name</i>	<i>Wärmelieferung [kWh] 2017</i>
<i>Nr. für alle Bezüger</i>	Adresse nur für Neubauten und abgabebefreite Unternehmen		Spalte nur falls ein zentraler, fossiler Heizkessel ersetzt wird			Separate Spalte je Kalenderjahr
1			nein	nein		Nicht ausweisen
2			nein	nein		Nicht ausweisen
3	Musterweg, 10	1234, Musterort	nein	nein	Musterunternehmen M	60'000
4	Musterweg, 11	1234, Musterort	ja	ja		156'000
5			ja	nein		40'000
6			ja	nein		67'000
7	Musterweg, 13	1234, Musterort	ja	ja		156'000
8			ja	nein		40'000
9	Musterweg, 20	1234, Musterort	nein	nein	Musterunternehmen M	100'000

**Zu 4.2 Gemessene Wärmemenge bei anrechenbaren neuen Bezügern**

Die hier erwähnten Neubauten und von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreiten Unternehmen sollen zwar zur Bestimmung dieses Parameters nicht berücksichtigt werden. Sie müssen aber sehr wohl gemessen und bei der Bestimmung des Parameters Ziffer 4.4 verwendet werden. Ausserdem sind sie in der Wärmebezügerliste (Ziffer 4.1) aufzuführen. Die Qualitätssicherung hat gemäss der Verordnung des EJPD über Messmittel für thermische Energie vom 19. März 2006 zu erfolgen.

**Zu 4.3 Ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge**

Die Qualitätssicherung hat gemäss der Verordnung des EJPD über Messmittel für thermische Energie vom 19. März 2006 zu erfolgen.

**Zu 4.4 Gemessene Wärmemenge bei Neubauten und von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreiten Unternehmen**

Die Qualitätssicherung hat gemäss der Verordnung des EJPD über Messmittel für thermische Energie vom 19. März 2006 zu erfolgen.

**Zu 4.5 Heizölmenge**

Dieser Parameter ist nur zu verwenden, wenn in der Heizzentrale ein Heizölkessel verwendet wird.

Alternative Datenquellen können z.B. Messung der Wärmeproduktion des Heizölkessels und Nutzungsgrad des Heizölkessels sein.

**Zu 4.6 Gasmenge**

Dieser Parameter ist nur zu verwenden, wenn in der Heizzentrale ein Gaskessel verwendet wird. Die Qualitätssicherung hat gemäss der Verordnung des EJPD über Gasmengengeräte vom 19. März 2006 zu erfolgen.

**Zu 4.7 Strommenge**

Dieser Parameter ist nur zu verwenden, wenn in der Heizzentrale Wärmepumpen verwendet werden. Die Qualitätssicherung hat gemäss der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung vom 26. August 2015 zu erfolgen.

### **Zu 4.8 Wärmemenge aus Abwärme einer KVA**

Dieser Parameter ist üblicherweise nur zu verwenden, wenn Wärme aus einer KVA verwendet wird, die Abfall aus dem Ausland verbrennt.

## **4.9 Anhang 3b**

Der Anhang 3b beschreibt Anforderungen an die Emissionsverminderung und das Monitoringkonzept von Deponiegasprojekten und -programmen.

### **Zu 1. Geltungsbereich**

Die Anforderung gemäss Buchstabe b ist erfüllt, falls weder in der Betriebsbewilligung der Deponie noch in allfälligen anderen Auflagen durch die Behörden die Zerstörung (Verbrennung) von Methan vorgeschrieben wird. Bei Unklarheiten ist die Bestätigung schriftlich (per Email oder Brief) bei den zuständigen Behörden einzuholen.

Der Ersatz einer konventionellen Fackel, deren Betrieb nur noch intermittierend funktioniert, ist nach Buchstabe c zulässig. Der Gesuchsteller muss in diesem Fall nachweisen und mit Evidenz belegen (zum Beispiel Methangehalt im Gas, Monitoring des Fackelbetriebes, Expertenmeinung, Angaben des Fackelherstellers), dass die konventionelle Fackel nicht mehr kontinuierlich betrieben werden kann und eine Schwachgasbehandlung mehr Methan zerstört als der intermittierende Betrieb der konventionellen Fackel. Dazu muss mindestens einer der nachfolgenden Nachweise erbracht werden:

- Messungen der Methanfracht im abgesaugten Deponiegas zeigen, dass die Methanfracht zu niedrig ist für den kontinuierlichen Betrieb der konventionellen Fackel gemäss Herstellerangaben.
- Kontinuierliche Aufzeichnungen im Jahr vor Projektbeginn zeigen, dass die konventionelle Fackel regelmässig ausser Betrieb war.
- Es liegt eine schriftliche Bestätigung eines Experten (z.B. Fackelhersteller) vor, dass die konventionelle Fackel nicht mehr kontinuierlich betrieben werden kann.

### **Zu 2 Begriffe**

Folgende Übersicht präzisiert die Begriffe über den Verordnungstext hinaus:

Abfackelungseffizienz (AE)	Die Abfackelungseffizienz beschreibt den Anteil an Methan der bei der Abfackelung effektiv verbrannt wird oder generell bei Verfahren zur Gasbehandlung oxidiert wird <sup>3</sup> . Der Anteil (1-AE) wird nicht verbrannt/oxidiert und entweicht in die Atmosphäre. Zur Bestimmung gilt: <ul style="list-style-type: none"><li>• Als Default wird ein Wert von 90 Prozent für die Verbrennungseffizienz einer geschlossenen Fackel angewandt.</li><li>• Gesuchsteller können auch die Herstellerangaben verwenden, falls nachgewiesen werden kann, dass diese eingehalten werden.</li><li>• Gesuchsteller können eigene Messungen vornehmen.</li></ul>
Aerober Abbau	Mikrobieller Abbau organischer Substanz unter aeroben Bedingungen, das heisst in Anwesenheit von Sauerstoff. Aerober Abbau (häufig als Kompostierung bezeichnet) führt zur Bildung von Kohlendioxid.

<sup>3</sup> Streng genommen müsste man in der verallgemeinerten Form den Begriff „Behandlungseffizienz“ verwenden. Hier wird jedoch generell von Abfackelungseffizienz gesprochen, auch wenn es sich in gewissen Fällen um flammenlose Oxidation handeln kann.

Anaerober Abbau	Mikrobieller Abbau organischer Substanz unter anaeroben Bedingungen, das heisst unter Ausschluss von Sauerstoff. Anaerober Abbau führt zur Bildung von Deponiegas mit relativ hohem Anteil an Methan.
Deponien	Abfallanlagen, in denen Abfälle kontrolliert abgelagert werden (Definition gemäss Verordnung über die Vermeidung und die Entsorgung von Abfällen (VVEA), SR XXX).
Deponiegas	Durch die biologische Umsetzung von in Deponien enthaltenen organischen Substanzen bildet sich Gas, das unter Druck steht und u.a. über die Oberfläche der Deponie austreten kann. Hauptkomponenten von Deponiegas sind Methan und Kohlendioxid.
Intermittierender Betrieb der Fackel	Wenn die Gaszusammensetzung den kontinuierlichen Betrieb einer konventionellen Fackel nicht mehr gewährleistet, ist die Praxis verbreitet, die Fackel für einige Zeit ausser Betrieb zu nehmen, bis die Gaszusammensetzung den Betrieb der Fackel vorübergehend wieder erlaubt. So kommt es zum intermittierenden Betrieb der Fackel, während dem die Fackel immer wieder ausgeschaltet ist. Dies führt möglicherweise zu unerwünschten Methanemissionen, wenn die Fackel nicht in Betrieb ist. Daher ist eine Umstellung des Systems auf eine ununterbrochene Schwachgasbehandlung aus Gründen der Vermeidung von Methanemissionen wünschenswert.
Oxidationsfaktor (OX)	<p>Der Oxidationsfaktor beschreibt den Anteil an Methan im Deponiegas, der in der Grenzschicht vor dem Austritt in die Atmosphäre oxidiert, d.h. zu Kohlendioxid umgewandelt wird. Um diesen Effekt zu berücksichtigen, wird der Oxidationsfaktor eingeführt. Der Anteil (1-OX) des durch die Grenzschicht strömenden Methans wird nicht oxidiert und entweicht in die Atmosphäre.</p> <p>Die Bestimmung des Oxidationsfaktors ist mit Unsicherheiten behaftet und aufwändig. Deshalb werden bei vorliegender Methode je nach Ausgangslage (mit oder ohne Belüftung) fixe Werte festgelegt. Der anzuwendende Wert des Oxidationsfaktors ergibt sich aus dem Entscheidungsbaum.</p>
Saugeffizienz (SE)	<p>Die Saugeffizienz beschreibt den Anteil des mit einer Entgasungsanlage erfassten Deponiegases (= Erfassungsgrad des Deponiegases). Der Anteil (1-SE) wird nicht erfasst und entweicht über die Grenzschicht in die Atmosphäre.</p> <p>Der Wert hängt stark von der Art der Deponie (flach, Hügel, Mulde) und von der Einbauart ab. Der Wert liegt zwischen 30 Prozent und 70 Prozent und ist nur für die Abschätzung der Emissionsverminderung vor Umsetzung der Massnahme relevant.</p>
Schwachgasbehandlung	<p>Deponiegas mit tiefer Methankonzentration wird entweder mit Hilfe eines Zusatzbrennstoffs verbrannt oder auf andere Art oxidiert (z.B. mittels flammenloser Oxidation oder nicht katalytischer Oxidation). Nicht als Schwachgasbehandlung zur Emissionsverminderung gelten Biofilter, da diese Methanemissionen nur minimal verringern. Sie werden zur Vermeidung von Geruchsemissionen eingesetzt.</p> <p>Auch die Aerobisierung von Deponien gilt nicht als Massnahme gemäss dieser Methode.</p>

### Zu 3.1 Systemgrenzen

Die Systemgrenzen sind gemäss Abbildung 4 festzulegen.

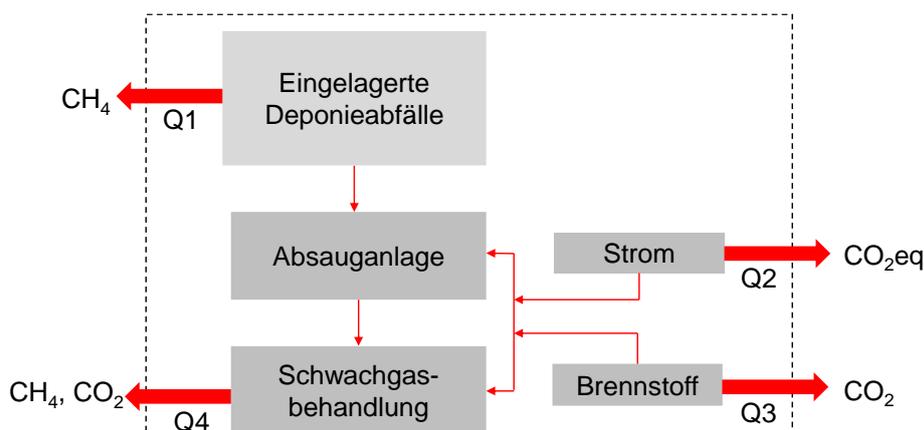


Abbildung 4: Systemgrenze für das Projekt

### Zu 3.2 Festlegung eines Oxidationsfaktors OX

Der Oxidationsvorgang unterscheidet sich von Deponie zu Deponie und variiert auch innerhalb einer Deponie je nach Alter oder Jahreszeit. Der in der Literatur verwendete Faktor schwankt zwischen 0 für aktiv belüftete und 1 für nicht belüftete Deponien. Auch die Oberflächenbeschaffenheit der Deponie hat Einfluss auf den OX. Gemäss den Angaben des Reviews „Wirksamkeit von biologischen Methanoxidationsschichten auf Deponien“<sup>4</sup> und Expertenaussagen ist ein Faktor von 0,5 für schweizerische Deponien ohne Belüftung angemessen<sup>5</sup>. Die Bestimmung des OX ist mit Unsicherheiten behaftet und aufwändig. Deshalb werden bei vorliegender Methode je nach Ausgangslage (mit oder ohne Belüftung) fixe Werte festgelegt.

Ein OX von 0,5 bedeutet, dass die an der Oberfläche der Deponie gemessene Menge an Methan gleich hoch ist wie die an dieser Oberfläche oxidierte Menge. Wenn das Deponiegas über eine Fackel verbrannt wird, dann entfällt die entsprechende Oxidation in der Grenzschicht. Der häufig verwendete Wert des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) von 0,1 gilt für aktive und jüngere Deponien. Die Emissionen für das Schweizer Treibhausgasinventar werden anhand dieses konservativen Werts bestimmt, der die Emissionen überschätzt.

Werden neue Belüftungen installiert, sind diesen Angaben als Parameter im Monitoringbericht nachvollziehbar zu dokumentieren (siehe Ziffer 4.4), denn dieser entscheidet über den OX. Somit muss zur ex-post Berechnung der Emissionsverminderung die Gleichung (8) für die alten und neuen Belüftungen separat angewendet werden.

### Zu 3.3 Ex-ante Berechnung der Emissionsverminderungen

Der Aufbau der hier beschriebenen Methode folgt *nicht* der Aufteilung in eine direkte Beschreibung der Referenzemissionen und der Projektemissionen. Um die Standardmethode möglichst einfach zu halten, wird im Folgenden direkt die Bestimmung der Emissionsreduktionen beschrieben. Die Logik der Emissionsreduktion entspricht trotzdem dem Vergleich einer Situation mit und ohne Projekt und ist aus Abbildung 5 ersichtlich, welche die Formeln (6) bis (8) veranschaulicht.

<sup>4</sup> <http://www.wasteconsult.net/files/referenzen/Bimetox.pdf> (05.03.2009)

<sup>5</sup> Viele Deponien haben schon eine längere Nachsorge erfahren, zum Beispiel in Form von Entgasung, und/oder verfügen über Abdeckungen bzw. Oberflächen, die eine Oxidation des Gases begünstigen.

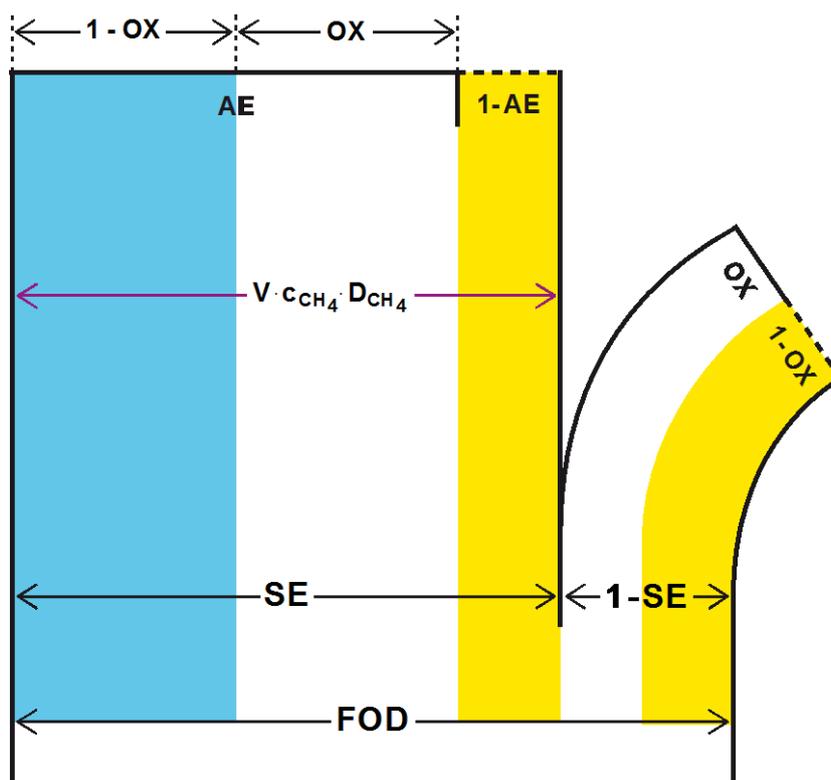


Abbildung 5: Schema zur Erläuterung der anrechenbaren Emissionsreduktion durch die Schwachgasbehandlung.

FOD ist die Menge an Methan, die in der Deponie gebildet wird. Die gestrichelten Linien resp. die gelb markierten Volumenströme symbolisieren Methanemissionen in die Atmosphäre. Die durchgezogenen Linien symbolisieren den Teil des in der Deponie gebildeten Methans, der vor dem Austritt in die Atmosphäre zu Kohlendioxid oxidiert wird. Bei dem nicht abgesaugten Anteil (1-SE) geschieht diese Oxidation in der Grenzschicht. Bei dem abgesaugten Anteil SE geschieht diese Oxidation durch die Schwachgasbehandlung mit Effizienz AE. Wäre der Anteil SE nicht abgesaugt worden, dann wäre der Teil OX in der Grenzschicht oxidiert worden. Dementsprechend ist nur der Anteil (1-OX) des abgesaugten und behandelten Methans anrechenbar (blaue Fläche am linken Rand). Ex-post wird die abgesaugte Menge an Methan durch Messungen bestimmt (oberer violetter Pfeil). Wie aus der Skizze ersichtlich, entspricht diese Menge nicht der anrechenbaren Emissionsreduktion. (Die anrechenbaren Emissionsreduktionen werden ex-post mit Formel (8) aus den gemessenen Emissionen bestimmt).

Um die Emissionsvermindierungen vor Umsetzung der Massnahme (*ex-ante*) abzuschätzen, können Messwerte zur Methanfracht aus den Jahren vor Projektbeginn verwendet werden. Alternativ, oder wenn keine Messwerte zu bisherigen Methanemissionen vorhanden sind, können die Emissionsreduktionen geschätzt werden.

### **Zum Effektiven Treibhausgaspotential von Methan**

Aus einer Tonne CH<sub>4</sub> entstehen durch die Oxidation 2,75 Tonnen CO<sub>2</sub>. Diese Menge CO<sub>2</sub> muss von dem Erwärmungspotential von Methan (Faktor 25 gegenüber CO<sub>2</sub>) abgezogen werden, da nur die Differenz anrechenbar ist. Dies gilt, obwohl der Kohlenstoff biogenen Ursprungs ist.

Die Methanmenge, die über die Projektlaufzeit im Deponiekörper gebildet wird, kann auf Basis eines „First Order Decay“ (FOD) Modells abgeschätzt werden. Dieses Modell wird auch für die

Berechnung der Methanemissionen in Reaktordeponien im Treibhausgasinventar der Schweiz gemäss IPCC Richtlinien verwendet<sup>6</sup>.

### **Zu Formel (6):**

Der erste Term von Formel (6) setzt sich aus den folgenden beiden Termen zusammen:

1.  $AE * SE * (1 - OX) * FOD_{CH_4,y}$
2.  $-SE * (1 - AE) * OX * FOD_{CH_4,y}$

Term 1 beschreibt die abgesaugte (SE) und verbrannte (AE) Menge an  $FOD_{CH_4,y}$ . Diese Menge wird noch um den Faktor (1-OX) verringert, um die teilweise Oxidation in der Grenzschicht zu berücksichtigen.

Term 2 berücksichtigt, dass der Anteil an abgasaugtem (SE) aber nicht verbranntem (1-AE) Methan direkt aus dem Deponiekörper in die Atmosphäre entweicht. Der Anteil OX dieser Menge wäre ohne Projekt in der Grenzschicht oxidiert worden. Dadurch vermindert sich die anrechenbare Menge an Emissionsreduktionen<sup>7</sup>.

### **Zu DOC<sub>f</sub> und DOC<sub>j</sub>**

Diese Parameter können mit dem CDM Tool "Fraction of degradable organic carbon that can decompose, bzw. CDM Tool: Fraction of degradable organic carbon (by weight) in the waste type j" bestimmt werden.

### **Zu Formel (8):**

Der Vergleich von Formel (6) mit Formel (8) zeigt, dass  $SE * FOD_{CH_4,y} = GWP_{CH_4}^{eff} * V_{DG} * c_{CH_4} * D_{CH_4}$ . Mit dem Term auf der linken Seite wird die der Fackel zugeführte Menge an Methan mit dem FOD Modell ex-ante abgeschätzt. Mit dem Term auf der rechten Seite kann diese Menge nach Umsetzung der Verminderungsmassnahme (ex-post) direkt gemessen werden.

### **Zu 4.2 Volumenstrom des Deponiegases**

Der Volumenstrom ist eine zentrale Grösse für die Bestimmung der Emissionsvermindernungen; daher ist es wichtig, dass dieser Volumenstrom korrekt erfasst wird. Das eingesetzte Messgerät muss auf den erwarteten durchschnittlichen Volumenstrom angepasst sein (Messstrecke, Messort). Dies ist durch regelmässige externe Kontrollen überprüfen zu lassen.

Der Volumenstrom muss gemäss den Vorgaben des Methodological tools „Tool to determine the mass flow of a greenhouse gas in a gaseous stream“ gemessen werden<sup>8</sup>.

Gibt es bestehende und neue Belüftungen, muss dieser Parameter für bestehende und neue Belüftungen separat gemessen werden.

### **Zu 4.3 Methangehalt des Deponiegases**

Dieser Wert muss gemäss den Vorgaben des Methodological tools "Tool to determine the mass flow of a greenhouse gas in a gaseous stream" gemessen werden<sup>9</sup>.

### **Zu 4.4 Neu installierte Belüftungen**

Dieser Wert ist nötig um den korrekten Wert für OX zu bestimmen.

<sup>6</sup> [www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5\\_Volume5/V5\\_3\\_Ch3\\_SWDS.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_3_Ch3_SWDS.pdf) (24.03.2014)

<sup>7</sup> Falls die Abfackelungseffizienz AE kleiner ist als der Oxidationsfaktor OX, werden die Emissionsreduktionen kleiner als Null. Falls die Abfackelung nicht stattfindet d.h. AE=0 (wenn z.B. die Fackel nicht brennt) entweicht das gesamte Methan direkt aus dem Deponiekörper in die Atmosphäre ohne teilweise an der Grenzschicht oxidiert zu werden. In diesem Fall führt das Projekt zu erhöhten Methanemissionen.

<sup>8</sup> abrufbar unter: [http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v1.pdf/history\\_view](http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v1.pdf/history_view)

<sup>9</sup> abrufbar unter: [http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v1.pdf/history\\_view](http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v1.pdf/history_view)

Gibt es bestehende und neue Belüftungen, muss der Parameter OX für bestehende und neue Belüftungen separat festgelegt werden.

**Zu 4.5 Emissionsfaktor Gas und 4.6 Menge Gas**

Nur verwenden, wenn für die Schwachgasbehandlung Gas zum Einsatz kommt.

**Zu 4.7 Stromverbrauch für Schwachgasbehandlung**

Nur verwenden, wenn für die Schwachgasbehandlung Strom zum Einsatz kommt. Die Qualitätssicherung hat gemäss der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung vom 26. August 2015 (EMmV; SR 941.251) zu erfolgen.

## **5 Auswirkungen**

---

### **5.1 Auswirkungen auf den Bund**

Der Vollzug der CO<sub>2</sub>-Kompensation wird durch verbindliche Methoden und Formulare vereinfacht, was eine effizientere Bearbeitung der Gesuche ermöglicht und die Gleichbehandlung verbessert. Abgesehen davon haben die vorgesehenen Änderungen keine Auswirkung auf den Bund.

Bei der Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe führt die Senkung des Gebührenmaximums auf CHF 500 pro Rückerstattungsgesuch zu voraussichtlichen Mindereinnahmen von CHF 400'000 – 500'000 pro Jahr. Die laufende Verpflichtungsperiode hat gezeigt, dass durch grössere Erfahrung der Gesuchsteller und der Verwaltung sowie die Standardisierung der Gesuche um Rückerstattung der Aufwand für die Bearbeitung abgenommen hat und heute nicht mehr höher ist als in ähnlich gelagerten Geschäften (z. B. Rückerstattungen der Mineralölsteuer). Mit der bisherigen Maximalgebühr von CHF 1'000 pro Gesuch hat die EZV jährlich Gebühren für die Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe in der Höhe von etwa CHF 1 Million eingenommen; mit der reduzierten Maximalgebühr werden es schätzungsweise noch rund CHF 500'000 – 600'000 sein. Durch die gegenüber früheren Annahmen höhere Anzahl abgabebereiter Unternehmen sind die Fixkosten und der Gesamtaufwand der EZV für die Behandlung der Gesuche und die Abwicklung der Rückerstattung auch mit der reduzierten Maximalgebühr abgedeckt.

### **5.2 Auswirkungen auf die Kantone**

Die vorgesehenen Änderungen haben keine Auswirkungen auf die Kantone.

### **5.3 Auswirkungen auf die Wirtschaft**

Durch verbindliche Formulare und Methoden wird der Aufwand für Projektentwickler und Prüfstellen verringert. Die Planungssicherheit steigt. Bisher konnten abweichend zu den vom BAFU vorgeschlagenen Methoden individuelle und projektspezifische Methoden eingereicht werden. Durch die nun verbindlich gemachten Methoden des BAFU werden einzelnen Projekten weniger Emissionsverminderungen angerechnet als mit individuellen Methoden.

Die Verschiebung der Frist zur Erfüllung der Kompensationspflicht auf den 1. Oktober erlaubt es insbesondere neuen Kompensationspflichtigen, sich mit dem Thema zu befassen und die Kompensationspflicht fristgerecht zu erfüllen.